NORTHERN PIPELINE AGENCY

ANNUAL REPORT

1982-1983

Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1984

Cat. No. C 88-1/1983

ISBN 0-662-52872-7

Cover — Construction crews install floats to the pipe before it is pulled across the South Saskatchewan River in eastern Alberta.

Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1982-1983

Acknowledgement

We wish to thank Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., Calgary, Alberta, for permission to use certain of the photographs shown in this report.

Ottawa, Ontario,
December 30, 1983.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1983, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

Mitchell Sharp

Mitchell Sharp,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency.

The Hon. H. A. (Bud) Olson, P.C., M.P.,
Minister responsible for the
Northern Pipeline Agency,
The Senate,
Ottawa, Ontario.

Table of Contents

	Page
Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project	**1**
Overview	1
Major U.S. Developments	2
Major Canadian Developments	4
Operations of the Northern Pipeline Agency	**6**
Agency Activities	6
Socio-Economic and Environmental Plan Review	7
Native Relations	7
Federal-Provincial-Territorial Co-ordination	7
Regional Advisory Councils	8
Other Consultations	8
Manpower Planning and Labour Affairs	9
Transportation and Logistics	9
Exercise of Delegated Federal Regulatory Powers	10
Field Surveillance	10
Environmental Surveillance and Monitoring	11
Engineering Activities	12
Quill Creek Test Facility	12
Maximizing of Pipe Stability in Problem Areas	13
Environmental Assessment and Review Panel for Yukon	14
Establishment of the Pipeline Route Through Yukon	14
Cost-Control Procedures	15
Right-of-Way Issues	15
Plans, Profiles and Books of Reference	15
Pipeline Crossings	15
Landowner Concerns	16
Leave-to-Take Additional Lands	16
Route Hearings	17
Finance, Personnel and Official Languages	**18**
Finance and Personnel	18
Official Languages Plan	18
Taking Stock	**19**
A Look Back on the First Five Years by Commissioner Mitchell Sharp	19
Appendices	
A Report of the Auditor General of Canada	23
B The Role of the Northern Pipeline Agency	27
C Project Description	28
First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections	29
D Northern Pipeline Agency—Senior Officers and Office Locations	30

ALASKA HIGHWAY
NATURAL GAS PIPELINE PROJECT

See Project Description for imperial measurements

Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project

Overview

The dominant feature of the 1982-83 fiscal year covered by this report was the dark shadow cast over the entire Alaska Highway Gas Pipeline Project by the sharp deterioration in economic, financial and energy market conditions experienced both throughout North America and much of the rest of the world.

The Eastern Leg of the project went into operation as scheduled on September 1, 1982, for the initial purpose of transporting surplus Canadian gas to mid-western U.S. markets. This followed the start-up of flows through the Western Leg to California in October, 1981, and essentially marked the completion of the first stage of the system in Canada and the United States.

Although the volume of gas moving through this southern segment of the project was in keeping with contract provisions during the balance of 1982, by early 1983 U.S. shippers began reducing significantly the volume of gas from Canada. This cut-back by the U.S. shippers followed a sharp decline in demand for gas from their own customers as a result of a combination of factors—severe economic recession, conservation, an unusually mild winter, and growing competition from other energy sources that emerged because of a substantial increase in U.S. gas prices at a time when costs of alternatives such as electricity and residual oil were stable or declining.

Early in the fiscal year, plans for proceeding with second-stage construction of the remaining northern segments in Alaska and Canada also suffered a serious set-back (as indicated in the last Annual Report). As a result of the approval by Congress in late 1981 of the package of amendments to the U.S. pipeline legislation proposed by the Reagan Administration, the Alaskan pipeline sponsors and gas owners earlier were optimistic that the way was clear for the second stage of the project to move ahead expeditiously. At a procedural conference before the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) in Washington on March 16, 1982, they had confidently outlined a timetable that aimed for completion of the entire system by late 1987. Following a meeting of the gas owners and the Alaskan and Canadian pipeline sponsors in Salt Lake City only six weeks later, however, it was announced that the scheduled date for bringing the second stage into operation had been put back to 1989 because of the adverse impact of the economic slow-down, depressed crude oil prices and financial market uncertainties.

As a result of the completion of first-stage construction and the further two-year delay in the scheduled completion date for the remainder of the system, both the U.S. and Canadian sponsors began to undertake substantial cut-backs in personnel employed on staff or retained on contract. Similar reductions were also initiated by the two regulatory bodies primarily responsible for overseeing planning and construction of the project—the Northern Pipeline Agency in Canada and the Office of the Federal Inspector in the United States—because of the consequent decline in their own level of activities. (In the final section of this report, headed Taking Stock, the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, provides a brief review of the principal developments involving the Agency over the course of its first five years of operation.)

During the fiscal year, the sponsoring companies and regulatory agencies in both countries continued to be involved with the completion of construction, clean-up and revegetation required on the Eastern Leg. Sponsors in the two countries also continued to carry forward some planning activities involving second-stage construction of the northern segments of the project. In addition, the Alaskan pipeline sponsors and producers focussed considerable attention on the development of a viable financial plan for funding the remainder of the system and for resolving potential problems of marketing Prudhoe Bay gas during the early years in competition with other energy sources.

Major U.S. Developments

As already indicated, the U.S. portion of the Eastern Leg, which extends for 1 324 km (823 mi.) from a border point near Monchy, Saskatchewan, and Port of Morgan, Montana, to Ventura, Iowa, was begun in the spring of 1981 and completed in time to allow the commencement of the flow of Canadian gas by September 1, 1982. A ceremony was held by the U.S. sponsor, the Northern Border Pipeline Co. in Bismarck, North Dakota, on October 4, 1982, to mark the completion of the undertaking, which is the largest single pipeline project ever carried out in the United States. At present, the system has a capacity to carry a maximum daily gas volume of $27.6 \times 10^9 m^3$ (975 million cubic feet). Among those attending the ceremony were Vice-President George Bush, then Energy Secretary James Edwards, and the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of Canada's Northern Pipeline Agency.

The move toward completion of the Eastern Leg during the early months of the new fiscal year was overshadowed to a considerable extent by the earlier announcement on April 30, 1982, by the Alaskan sponsors of the further set-back in plans for proceeding with construction of the northern segments of the project. The statement issued by the participants to explain their decision noted that "financial planning must necessarily take into account changing circumstances which are beyond the control of the project, such as the current short-term excess world energy supply, depressed crude oil prices, lower levels of economic activity in the U.S. and abroad, and uncertainties in financial markets".

Early in July of 1982, it was indicated that the three major owners of gas at Prudhoe Bay—Exxon, Sohio and Arco—had been accorded an enhanced position in the management of the Alaskan segment of the project in line with the enabling amendment to the governing U.S. legislation enacted by Congress late the previous year. Sidney J. Reso, Senior Vice-President of Exxon, was elected to the post of Vice-Chairman of the Design and Engineering Board of the Alaska Natural Gas Transportation System—an organization originally established in June, 1980, to provide for initial producer participation in the planning of the project. At the same time, the producers also became more extensively involved in the development of a financial plan through the appointment of Claude C. Goldsmith, Senior Vice-President and Chief Financial Officer of Arco, as Co-Chairman of the Financial Advisory Committee established under the Design and Engineering Board. The other Co-Chairman appointed was Larry Robertson, a Houston financial consultant who represented the pipeline sponsors of the system, a consortium that had been reduced from 10 to 9 pipeline companies with the withdrawal in May, 1982, of American Natural Resources.

Throughout the balance of the fiscal year, the participants in the Alaskan segment of the project continued to carry out extensive studies of financing and marketing issues that remained to be resolved. Some initial consideration was given also to means by which the initially high costs of transporting Alaskan gas to markets in the lower 48 states could be levelled out so as to make it more competitive with other alternative energy sources.

A number of technical issues associated with the Alaskan segment of the system continued to be examined. Testing and research programs related to the problem of frost-heave of pipe carrying chilled gas through areas of discontinuous permafrost, for example, were maintained. A new study was also launched into the feasibility of adopting a process for conditioning the gas at Prudhoe Bay that appeared capable of being put in place with a significantly shorter lead time and built and operated at significantly lower cost than the system originally proposed.

Following the announcement at the end of April, 1982, regarding the set-back in the scheduled completion date for the entire system to 1989, both the Alaskan pipeline sponsor and the Office of the Federal Inspector (OFI), the counterpart to Canada's Northern Pipeline Agency, quickly initiated plans for substantial cut-backs in personnel. Between the end of April, 1982, and March, 1983, staff and contract personnel engaged by Northwest Alaskan were reduced from just over 800 to approximately 85. During the same period, the staff of the OFI was cut from 135 to around 45.

Following the commencement of operations of the Eastern Leg in September, 1982, the volumes of gas flowing through the system built up steadily over the

remainder of the calendar year and during the first two months of 1983. By late February, however, the developing pressures being experienced in U.S. markets as a result of sharply declining demand and a growing domestic gas surplus began to have a sharp impact on the throughput of supplies via the pre-built sections of the Alaska Highway Pipeline. On February 25, 1983, United Gas Pipelines Ltd., one of three U.S. shippers that had contracted with Northwest Alaskan Pipeline Co. for gas from Pan-Alberta for delivery through the Eastern Leg, invoked *force majeure*. In effect, the company declared it could no longer accept and pay for even minimum contracted volumes because of circumstances beyond its control. Only a few days later, Northwest Alaskan also resorted to a declaration of *force majeure* to justify non-compliance with the terms of its contract with Pan-Alberta, which the Calgary company refused to accept as valid.

Although the move to bring about a modification of contractual commitments was first initiated by United Gas, it reflected the difficulties being experienced in greater or lesser degree not only by the two other U.S. shippers on the Eastern Leg and the single U.S. shipper through the Western Leg, but by virtually all U.S. gas transmission companies. As a result of a sharp decline in the demand for gas, most pipeline companies found themselves under contract to take or pay for substantially more supplies than they could sell. In March, 1983, Pan-Alberta launched into an intensive round of negotiations with Northwest Alaskan and the U.S. shippers through the Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Pipeline in an effort to seek a compromise solution that would be acceptable to all concerned, including the Canadian producers of the gas acquired by Pan-Alberta and the regulatory authorities in both countries. Several other Canadian exporters of gas to the United States also found themselves under the same intense pressure to agree to a substantial modification of the take or pay terms entered into by U.S. shippers. By the same token, the Canadian government was also being increasingly pressed by U.S. interests to reduce the price of gas exported south of the border from the level that had prevailed since April, 1981, of $4.90 (U.S.) per 1,000 cubic feet. Notwithstanding the substantial increase that had taken place in average U.S. domestic gas prices since the Canadian price was set at that level,

An orifice plate is lowered into the yard piping system to measure gas volumes and pressures at the compressor station under construction at Piapot, Saskatchewan.

American shippers, among others, argued that gas imports from Canada had become increasingly uncompetitive in a number of U.S. markets.

Major Canadian Developments

The Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada, which involved construction of a system extending for 636 km (395 mi.) through Alberta and Saskatchewan at a cost of some $730 million, went into operation, as indicated previously, by the beginning of September, 1982. Because of a strike by workers belonging to the building trade unions in Saskatchewan, however, three compressor stations and a meter station in the province still remained to be completed by the time that gas began flowing through the pipeline to the United States. The sponsor of the Canadian section, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., succeeded in overcoming these difficulties through the implementation of a series of temporary alternative arrangements employing the compression and metering facilities of Nova, An Alberta Corporation. Nova, one of Foothills' parent companies, operates parallel facilities throughout most of the length of the Eastern Leg in Alberta. (All of the Foothills' facilities had been completed and granted leave-to-open by the National Energy Board as of May, 1983.)

In a report issued in January, 1983, on the outcome of extensive hearings held the previous year with respect to a number of applications for the export of additional Canadian gas, the National Energy Board granted authorizations that would permit a further 362 billion cubic feet of gas to be delivered to the United States through the Western Leg over the period from 1988 to 1992 and 1.54 trillion cubic feet through the Eastern Leg during the same period.

For Canadian producers, the extension of the period authorized by the National Energy Board for the further export of gas through the Eastern and Western Legs was potentially of considerable importance from a revenue point of view. As a condition of providing debt financing for construction of the two Legs in Alberta and British Columbia, the lending banks required that this debt be completely repaid within the eight-year period of gas flows through the system initially approved by regulatory authorities in both countries. Meeting this stipulation would require that the pipeline be depreciated at an exceptionally rapid rate, which in turn would substantially reduce the netbacks that would be received by Alberta producers on gas sales to the United States through the system.

Subsequently it was agreed to forestall temporarily imposition of this burden on producers by maintaining depreciation of the pipeline at the more normal rate of four per cent in the hope that the subsequent arrival of Alaskan gas or the approval of further Canadian gas exports through the system for an extended period would make it possible to circumvent or minimize the problem. In the event that neither of these developments occurred, it was understood that it would be necessary to impose an exceptionally high level of depreciation in the last four years of the approved gas export contracts to make possible complete amortization of the bank loans. While the approval by the NEB of the extension of gas flows through the pre-built sections offered some promise that this outcome could be avoided, by the end of the fiscal year the necessary application for approval of further imports had yet to be submitted to U.S. regulatory authorities.

Sen. H.A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Agency (left), meets with members of the Northern British Columbia Advisory Council in Calgary in July 1982.

As more fully explained in the following section on Agency activities, certain questions concerning the routing of the pipeline in Yukon were raised by the Environmental Assessment and Review Panel in its interim 1979 report with respect to environmental issues in the territory. In its final report of September, 1982, the Panel endorsed the routing proposed by the sponsor company in three areas. In a previous report issued in July, 1981, the Panel expressed concern that routing of the pipeline through the Ibex Pass west and south of Whitehorse, as proposed by Foothills, could have an adverse effect because of the increased access that might be provided to the area following construction. Subsequently the Yukon Territorial Government announced its intention of designating the Ibex Pass as a Special Management Area in order to deal with the problems identified by EARP.

On March 1, 1983, the Hon. H. A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency,

announced that he had approved the final routing of the 830-kilometre section of the pipeline through Yukon. This final routing included the line through the Ibex, which was endorsed both by the Yukon Territorial Government and Yukon Advisory Council. The announcement paved the way for the eventual lifting of the development freeze imposed since 1977 on an eight-kilometre corridor straddling the route originally proposed by Foothills.

A suit launched in September, 1980, against the Governor in Council by Ian Waddell, New Democratic Member of Parliament for Vancouver-Kingsway, alleging that all Orders in Council previously approved that cleared the way for a start on pre-building the southern segment of the project were *ultra vires*, continued to work its way through the judicial process. In July, 1981, a B.C. Supreme Court Justice rejected the contention of the federal government and Foothills that the provincial Supreme Court lacked jurisdiction to consider the issue and that, in any case, Mr. Waddell lacked the necessary standing to press the action before any court of law. Applications for leave-to-appeal against both of these rulings initially were filed in the B.C. Court of Appeal by both the federal government and Foothills. The government, however, subsequently abandoned its application, which was consequently dismissed. While the company continued to press its own application, the Court in a ruling in October, 1982, declined to grant leave-to-appeal on the grounds that the matter had become academic since the action would proceed against the Governor in Council. Subsequently, Foothills, acting alone, sought to carry the case to the Supreme Court of Canada. In December, 1982, however, the Court ruled against a hearing of the appeal. The hearing on the substantive issue raised by Mr. Waddell was due to be heard by a judge of the B.C. Supreme Court in May, 1983. (In a judgment handed down in November, 1983, Mr. Justice Kenneth Lysyk dismissed the suit lauched by Mr. Waddell on the grounds that the Governor in Council had not been shown to have exceeded the authority granted under the *Northern Pipeline Act* in authorizing prebuilding of the southern segments of the system.)

Over the course of the fiscal year, the Committee of the House of Commons on Northern Pipelines, which was established in 1978 to provide continuing parliamentary surveillance with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline Project, met three times to receive the testimony of the Minister and senior officials of the Northern Pipeline Agency. The Minister appeared before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in May, 1982, and a sub-committee of the Senate body met informally in Calgary with senior Agency officials based there with respect to the Committee's study of matters involving offshore transportation of oil and gas in the Canadian Arctic.

As outlined more fully in the following section, the Yukon and North B.C. Advisory Councils, which were established under the provisions of the *Northern Pipeline Act* to provide advice to the Minister responsible for the Agency, and the Federal-Provincial-Territorial Consultative Council, which was also created in keeping with the terms of the legislation, all continued to be actively engaged in carrying out their respective functions during the course of the year.

For those who may be interested, a brief outline of the role of the Northern Pipeline Agency can be found in Appendix B and a description of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in Appendix C. A listing of the senior personnel of the Agency and the addresses and telephone numbers of Agency offices are provided in Appendix D.

Foothills inspectors check the depth of the ditch for the pipeline crossing of Serviceberry Creek along the Eastern Leg in Alberta.

Operations of the Northern Pipeline Agency

Agency Activities

Following announcement on April 30, 1982, of a further two-year delay, to 1989, in the scheduled completion date of the Alaska Highway Gas Pipeline, the Northern Pipeline Agency began to phase down its operations to conform with the declining pace of activities of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

On July 30, the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Agency, announced that Agency staff would be cut back by 20 per cent as of the end of September and further reduced substantially over the next 12 months. The decision followed a similar move in May by Foothills (Yukon) to decrease immediately its own staff of 650 by 20 per cent and to undertake significant cut-backs over the next several months. By the end of the fiscal year in March, 1983, Foothills staff had been reduced to approximately 210, 110 assigned to tasks associated with the Eastern and Western Legs and the balance to planning for Stage Two Construction of the pipeline. The initial 20 per cent reduction in Agency staff, from a peak strength of 104, began in May and continued through to September, when the Eastern Leg of the pipeline went into operation. For those staff members within the Agency whose services were not required in the immediate future, Agency officials made arrangements for temporary secondment through the Public Service Executive Interchange Program and other means to offices of other federal Government departments and agencies across Canada.

By March 31, 1983, the Agency had cut back staff employed on its behalf on a full-time basis by 55 per cent through attrition, lay-offs and secondments affecting all of the Agency's offices, leaving the equivalent of full-time employees on staff at 48 persons. Twenty-three people were seconded full time to other federal departments and agencies. Fifteen employees were on partial secondment, with more than 10 per cent of their time spent on Agency affairs. By the end of the fiscal year, a total of 26 people had permanently left the Agency since the previous May.

The remaining core group continued with ongoing work related to the pipeline project. Arrangements for the easement of Crown land for the pipeline right-of-way in Yukon were largely completed in preparation for their approval by the Governor in Council. In addition, administrative arrangements were also made to reserve Crown land in Yukon that will be required off the right-of-way for such purposes as compressor stations. The Agency's environmental group concentrated on monitoring the results of the reclamation and revegetation work carried out along the constructed sections of the Western and Eastern Legs. Work continued in the review of environmental and geotechnical matters associated with construction of the pipeline in Yukon and discussions continued among the Agency, Foothills and various provincial and territorial government officials with respect to the issue of compensation for loss of livelihood.

During the year, the Agency dealt with more than 200 individual submissions by the Foothills Group of Companies related to both first- and second-stage construction. Thirteen submissions related to the socio-economic and environmental terms and conditions and 12 were in connection with pipeline crossings of highways, utilities, navigable waters and railways. About 70 submissions related to design and engineering, and construction scheduling matters.

The National Energy Board issued a total of 18 leave-to-open orders during the year, all involving completed sections of the pipeline or other facilities which form part of the Eastern Leg.

The final tie-in weld, completed on August 17, 1982, south of Beiseker, Alberta, wraps up construction of the Eastern Leg of the pipeline in Canada.

Socio-Economic and Environmental Plan Review

Following last year's approval of schedules for the submission and review of socio-economic and environmental protection plans for construction of the pipeline in northeastern British Columbia and southern Yukon, Agency staff reviewed about 15 draft and final plans. In addition, the Agency also considered revisions to previously approved plans submitted by Foothills. The plans outline how each of the segment companies intends to fulfil the terms and conditions established by the Agency for each construction section.

The information, consultation and liaison plan of Foothills (North B.C.) was found to be generally acceptable by the Agency in April, 1982. The plan outlines how the company will provide information on the pipeline and maintain consultation and liaison with respect to government agencies, communities, and native and other special interest groups affected by the project. Other draft plans received from the company involved housing, opportunity measures for employment of native people and women generally, and measures for protection of recreational areas and traditional resources. Consideration of these plans by the Agency and others has been deferred until the start of second-stage construction is confirmed.

The final version of the information, consultation and liaison plan prepared by Foothills (South Yukon) was also received by the Agency during the fiscal year, as were plans on housing and traditional resource protection. The company's work-camp plan received qualified acceptance from the Agency in August, 1982.

Native Relations

The Treaty 8 Tribal Association in April, 1982, entered into a contract with the Agency to seek the views of northeastern British Columbia's native people on a variety of issues, including the proposed route of the pipeline through the region and the location of facility sites such as compressor stations and construction camps. A further issue addressed by these community consultations was compensation for loss of livelihood resulting from disruption to trapping, hunting or fishing that might be caused by the pipeline project.

Several meetings were held during the year among members of the Treaty 8 Tribal Association, Foothills representatives and Agency staff. The Association filed a draft report of its work with the Agency in February, 1983.

Up until the time of the announced project delay in April, 1982, the Agency sought proposals for similar work from the Kaska Dena Council, also of northeastern B.C.

The project delay also ended negotiations with the Indian Association of Alberta on a proposal to conduct a traditional resource use inventory in the region to be crossed by the pipeline in northern Alberta.

The Agency's Vancouver office staff held several meetings during the year with the executive directors of the Friendship Centres in Fort Nelson and Fort St. John.

The Yukon office remained in consultation with the Office of Native Claims (ONC) and the Yukon Government's land claims negotiators in order to devise a formula for the granting of an easement for the pipeline right-of-way extending through Indian lands following settlement of land claims in the territory. Good working relations were maintained with the ONC, the Council for Yukon Indians, and Yukon Government negotiators on easement matters respecting land claims all of which were resolved.

The process established last year by Foothills and the Agency to reserve Yukon land under federal control by notation was used as a means to resolve potential conflicts between land requirements for pipeline construction and traditional land-use by Yukon Indians.

Federal-Provincial-Territorial Co-ordination

Throughout the year, the Agency continued to co-ordinate consultations with various federal, provincial

and territorial government bodies with respect to the review of socio-economic and environmental plans. For the third consecutive construction season, Alberta government personnel worked with the Agency field surveillance teams on a part-time basis.

Quarterly meetings, usually by conference call during this fiscal year, continued among members of the Federal-Provincial-Territorial Consultative Council (FPTCC), which was established under the terms of the *Northern Pipeline Act*. At the Council's last meeting for 1982, held on December 17 at the Agency's operational headquarters in Calgary, Agency officials briefed members on the status of the project, including the sponsors' plans and projected budgets for the new year.

Chaired by the Commissioner of the NPA, the FPTCC consists of senior representatives from the Agency and the Governments of Yukon, British Columbia, Alberta and Saskatchewan. The purpose of the Council is to maintain continuing consultation on intergovernmental matters related to the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada. Bilateral consultations between officials of the Agency and the various provincial and territorial bodies involved in the project were, of course, undertaken on an ongoing basis as required.

Regional Advisory Councils

Both the Yukon and Northern British Columbia Advisory Councils continued to function during the fiscal year. Because of the project delay, however, both Councils decided in late 1982 that for the immediate future they would meet only quarterly rather than continuing to meet on a monthly basis.

The Northern B.C. Council in August closed its office in Fort Nelson, retaining a part-time staff member. Among the highlights of the year was a meeting held in Calgary in July, 1982, between the members of the Council and Sen. H. A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, to discuss labour relations, business opportunities and transportation issues.

In November, the Governor in Council, effective September 27, 1982, appointed three new members and reappointed seven original members to the Northern B.C. Council for two-year terms. By the close of the fiscal year, the Northern B.C. Council was developing a proposal for local manpower training in pipeline construction-related skills.

The Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Agency, addresses guests at the dedication ceremony given by Northern Border Pipeline Co. of Bismarck, North Dakota on October 5, 1982, to mark completion of the Eastern Leg of the pipeline and the first flow of gas through the facilities.

Other Consultations

The Agency followed project developments in the United States and maintained close liaison with its American counterpart, the Office of the Federal Inspector. Formal meetings between the two regulatory bodies were held in May in Washington, D.C., and in October in Bismarck, N.D. The Agency's Yukon office also kept in contact throughout the year with representatives of the State of Alaska.

In September, senior officers of the Agency hosted a meeting in Calgary with representatives of Stat Oil, a Norwegian Crown corporation. The potential problems of construction of high-pressure pipelines in deep water and on land, as well as the additional difficulties encountered when constructing large facilities in the North, were discussed.

Senior Agency officials also met in Calgary in September with representatives of the Swedish National Inspectorate of Explosives and Flammables to discuss the impact of high-pressure natural gas transmission lines. This delegation also met with representatives of the Foothills Group of Companies and Nova, An Alberta Corporation, in Calgary, and TransCanada PipeLines Ltd. in Toronto.

The Agency also arranged for senior officers of the Concrete and Silicate Laboratory of the Technical Research Centre of Finland to meet with representatives of the Northern Canada Power Commission both to discuss and observe winter construction in the Canadian Arctic.

In February, 1983, Agency staff met with the Horte Task Force on Pipeline Construction Costs to review issues associated with regulatory control and the costs of regulation with respect to major pipeline projects. The Task Force also met with other regulatory agencies and pipeline construction and operating companies.

Senior Agency officials attended a ceremony held by the Northern Border Pipeline Co. in Bismarck, N.D., in October, 1982, to mark the completion of construction of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline and the first flow of gas through the facilities. The Commissioner of the NPA was among the speakers.

Staff from the Vancouver and Whitehorse offices continued to meet with groups and individuals in the vicinity of the proposed pipeline route in northeastern British Columbia and Yukon and to provide updates on the Alaska Highway Gas Pipeline Project to the regional advisory councils.

During the year, Agency officials participated in a number of speaking engagements, which included presentations to various Chambers of Commerce, conference addresses and talks to student groups. In its Annual Western Business Outlook Conference held in early June in Calgary, the Conference Board of Canada devoted a session to the Alaska Highway Gas Pipeline Project. A. Barry Yates, the Agency's Deputy Administrator, Policy and Programs, spoke to the conference on the industrial benefits to Canada of the pipeline project.

Manpower Planning and Labour Affairs

The March, 1982, draft of Section II of the Manpower Plan dealing with construction of the Yukon segment of the pipeline and with the operations phase of the entire line was reviewed during this fiscal year by representatives of the Yukon Territorial Government, the Canada Employment and Immigration Commission, and Agency staff. The results of this review were subsequently conveyed to Foothills.

The draft includes the Opportunity Measures Plan, which outlines the steps the company will take to provide for the training and employment of native people and women. The company's previously approved Opportunity Measures Plans were successfully implemented during construction in 1982 on the Eastern Leg, with employment of native people averaging about 6.5 per cent of total workdays on the pipeline itself and approximately 5.5 per cent on the related facilities. The participation of native people in the work-force was consistent with their proportionate representation in the two provinces. Employment of women on the project during 1982 was 4.4 per cent on the pipeline and 3.3 per cent on its related facilities.

A building trades strike in Saskatchewan, which lasted from early May to late August, 1982, delayed completion of the compressor stations at Piapot and Richmound and both the compressor and meter stations at Monchy. This work stoppage did not affect the opening date of September 1, 1982, of the Eastern Leg as approvals were granted to bypass the Monchy station with a short section of line and to meter the gas at McNeil, Alberta, on a temporary basis by employing facilities on the adjacent Nova pipeline.

Transportation and Logistics

In October, 1982, the Agency informed Foothills that the company's transportation and logistics plan was acceptable. Because of the set-back in the construction schedule, however, the Agency deferred public review of this plan. Following such a review and any revisions that might result, the company's document would be considered for formal approval by the Agency.

Submitted by Foothills in May, the transportation and logistics plan identifies the routes and types of facilities the company plans to use for the safe and efficient transportation of pipe, materials, equipment, fuel and personnel. The plan also summarizes the measures each of the Foothills' segment companies will follow to ensure minimal disruption of regional transportation services.

With the co-operation of the Yukon Government and Public Works Canada, the Agency sponsored a four-month traffic study along the Alaska Highway during the summer of 1982. Local high school students were hired to obtain information on the numbers, types and directions of vehicles travelling along the Alaska Highway between the Yukon-British Columbia border and the Yukon-Alaska border. Since the highway will be one of the main routes used for the supply of pipe and materials for the Alaska Highway Gas Pipeline in Yukon, the study provided a data base against which the increase in traffic and large-sized vehicles related to the project can be measured.

Exercise of Delegated Federal Regulatory Powers

The Agency issued a number of permits and authorizations during the year under the authority of the *Northern Inland Waters Act* and the *Territorial Lands Act*, which for the purposes of the pipeline was transferred to the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency.

In Yukon, one land-use permit was issued to Foothills in respect of geotechnical investigations. Several land-use permits were amended or extended to allow Foothills to complete weather monitoring observations, ground-water studies, and to continue operation of the Quill Creek Test Site.

An Agency official based in Whitehorse administered the permits and carried out field inspections to ensure compliance with the provisions governing these activities.

Discussions continued with the Yukon Territorial Government and the Department of Indian and Northern Affairs (DINA) to establish the terms for a grant of easement to Foothills (South Yukon) for a right-of-way across Crown land for pipeline purposes. By year's end, a final draft of the agreement relating to the grant had been prepared and agreed to by all concerned parties.

Also during the latter part of the year, the Agency submitted to DINA a number of applications for temporary reservations of Crown land in Yukon, these being lands required for work-camps, storage disposal sites, and other purposes during construction of the pipeline.

Field Surveillance

A four-man team of surveillance officers representing the Northern Pipeline Agency was established at a field office in Beiseker, Alberta, 58.5 km (35 mi.) northeast of Calgary, to oversee Eastern Leg construction activities when they resumed in the province in March, 1982. By early April, these activities were in full swing with the commencement of welding, coating and wrapping, and lowering-in of pipe in four sections extending over a total distance of 207 km (128.5 mi.). Installation was also begun of a second, electrically driven compressor unit at Jenner. In addition, work was resumed from the previous year on the assembly of mainline valves and the installation of cross-over installations linking the Eastern Leg in Alberta with a parallel section of pipeline owned by Nova.

Test run near Standard, Alberta, of a prototype coat and wrap machine which uses state of the art technology for hydraulic operation and electronic controls.

The Foothills' contractor in Alberta, Marine Pipeline Construction of Canada Ltd., began construction on a 62-km (39-mi.) section extending eastward from a point near Rosebud to Gem. Marine began in June to move westward from the Rosebud area to Hicklon Lake. This sequence of work was the result of spring thaw conditions and government-imposed road bans that would otherwise hamper construction activity.

These mainline activities concluded on August 23 and the field surveillance office at Beiseker was closed a few days later.

As noted previously, resumption of construction in 1982 of three compressor stations and a meter station in Saskatchewan was delayed by a building trades strike for several months, but got under way again in September. A surveillance office located in Medicine Hat was closed in late October, but two surveillance officers remained in the vicinity to oversee compressor station construction.

By March 31, compressor station construction was virtually complete and the remaining two surveillance officers were released.

During the 1982 construction season, as in previous years, the field surveillance offices provided daily reports by facsimile transmission machines to the Agency's main operational office in Calgary, which in turn fed the information into a computer data bank. The nature of the daily report was further refined during the course of construction activity to provide an ongoing record of the progress being made for the use of the NPA, the National Energy Board, and the Government of Alberta.

The Agency's Senior Surveillance Officer arrives on site to investigate progress of Eastern Leg construction in 1982.

Environmental Surveillance and Monitoring

As a means of bolstering its ability to identify and conduct surveillance on archaeological sites, the Agency engaged the services of a staff archaeologist in early 1982. Liaison with Alberta Culture and the Province of Saskatchewan's Heritage Management Division resulted in successful protection of archaeological sites along the Eastern Leg during the 1982 construction season. This officer's specialization in the assessment of resource development impact on traditional life-styles and land-use practices was also utilized in the review of socio-economic plans and reports submitted by Foothills on archaeological and cultural matters.

In the spring of 1982, the Agency's environmental group began field trips as part of a program developed earlier in the year to monitor completed portions of the pipeline right-of-way in Alberta, Saskatchewan and southeastern British Columbia to ensure continued compliance with the environmental terms and conditions. The group monitored the success of revegetation and erosion control methods, fisheries and wildlife protection, slope stability and water quality.

Agency environmental staff also undertook the analysis and interpretation of wildlife observation data collected by surveillance officers during 1981 and 1982 construction.

Engineering Activities

By the beginning of the fiscal year, the Designated Officer had granted all of the engineering approvals required by Foothills to begin construction of the final 207 km (129 mi.) of the mainline of the Eastern Leg in Alberta. Marine Pipeline Construction of Canada Ltd., Foothills' contractor, had begun construction in late March on a 62-km (39-mi.) section running east from Jenner to the South Saskatchewan River. Marine was also under contract to fabricate and install valve assemblies at 32-km (20-mi.) intervals along the Eastern Leg, including the portions built in 1981 in Saskatchewan and Alberta.

In addition, the Foothills' program in Alberta included the installation of a second, electrically driven compressor unit at Jenner. (The first compressor unit, a gas-powered turbine, was installed at Jenner in 1981.)

During the year, Foothills put forward for the Agency's consideration a number of new technical submissions and revisions to previously submitted or approved documents and drawings. A total of 25 submissions related to detailed design drawings, 7 related to welding procedures, 17 concerned the hydrostatic testing of the pipeline, compressor and meter stations, and 13 were associated with construction inspection procedures and scheduling. All of these additional submissions were subsequently approved by the Designated Officer. All hydrostatic testing of the pipeline was also monitored by Agency staff to ensure compliance with National Energy Board and NPA requirements, accepted practice and approved procedures.

Marine Pipeline completed the valve assembly installations within the same time frame as mainline construction in Alberta. On August 25, the NEB granted leave-to-open the last section of the Eastern Leg and the first compressor unit at Jenner.

The 1982 Eastern Leg construction program in Saskatchewan consisted of valve assembly installations, completion of the compressor stations at Piapot and Monchy, a meter station at Monchy, and the start of construction of an additional compressor station at Richmound.

As noted previously, an extended building trades strike in Saskatchewan in early May halted work on all compressor and meter stations within the province. As a result, it became impossible for these facilities to be completed by September 1, the date the Eastern Leg was scheduled to become fully operational. The strike compelled Foothills to install a temporary bypass around the Monchy compressor and meter stations to accommodate the scheduled gas flows to the United States. In addition, Foothills installed further cross-over connections with the parallel Nova pipeline to make use of its compression capacity and to utilize its metering station at McNeil near the Alberta/Saskatchewan border to measure the export gas flows along the Eastern Leg. The Agency's engineering staff reviewed the criteria and detailed designs for these project revisions and the Designated Officer issued the necessary approvals for the work to proceed on schedule. Construction of the compressor and meter facilities resumed following settlement of the building trades dispute in late August, 1982.

Construction in Saskatchewan proceeded smoothly during the remainder of the fiscal year, although it was necessary to revise schedules to reflect the effect of the Saskatchewan strike and the advent of harsher than usual winter conditions. Agency staff witnessed all hydrostatic testing at the remaining stations as construction progressed. The Monchy meter station was granted leave-to-open on November 24, allowing for the isolation and disconnection of the temporary bypass. (This pipe was removed and reclaimed during the summer of 1983.) Leave-to-open was granted for the Piapot station on January 26, 1983, and for the Monchy compressor station on February 16. (Work on the Richmound station was completed and leave-to-open granted on May 9, 1983.)

During the year, the engineering staff of the Agency also completed its review of the detailed design criteria formulated by Foothills for overcoming the potential problem of scouring as it involves pipeline crossings of rivers and streams in southern Yukon. The staff also kept abreast of the activities of the Cold Regions Engineering Technical Committee, which was established by the Office of the Federal Inspector in the United States to advise the Federal Inspector on frost-heave and other cold region matters.

Quill Creek Test Facility

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. maintained monitoring all test installations at the Quill Creek Test Facility. The number of Foothills' staff working on the site was reduced when the nearby camp facilities were closed and moved out but data from the test installations continued to be gathered by automatic, remote electronic read-outs and by periodic manual surveys by Foothills' staff from Whitehorse and Calgary. Minor gaps in the data collections have occurred due to lightning-induced and other temporary technical failures.

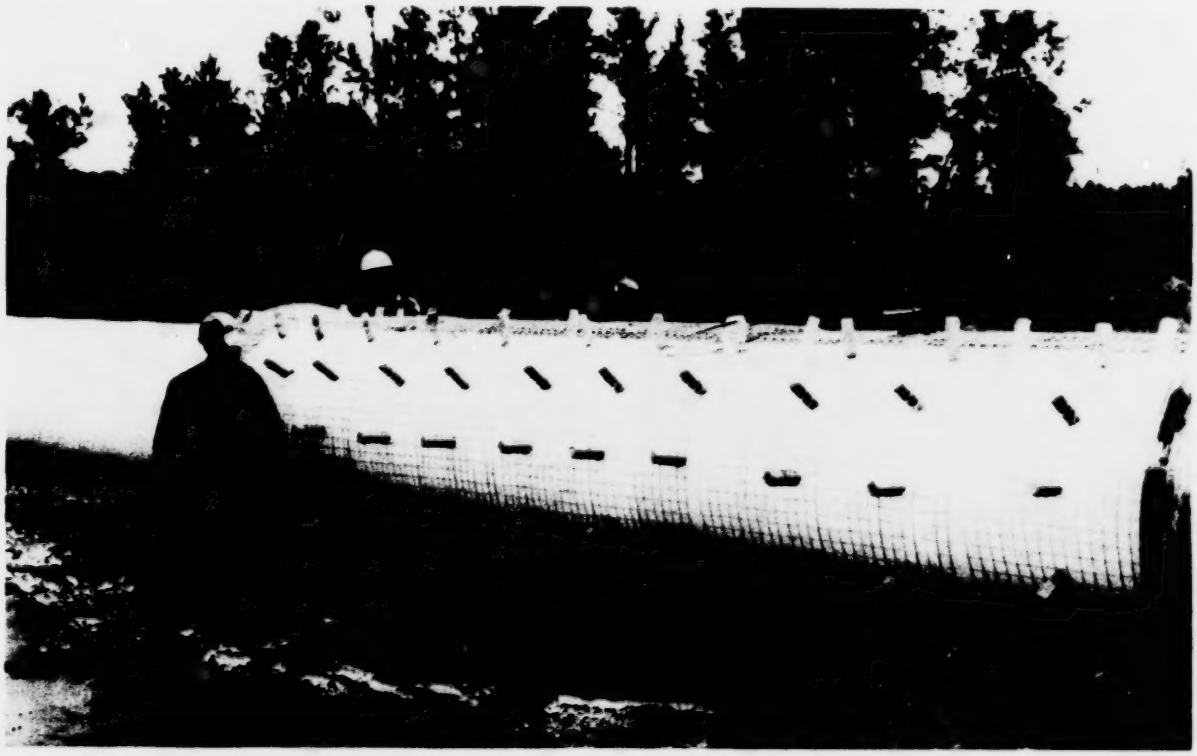
Maximizing of Pipe Stability in Problem Areas

The staff of the Agency continued its review of concepts and criteria developed by Foothills and its consultants as a means of maximizing the stability of the pipeline in areas in South Yukon that posed potential problems. These included problems of frost heave and thaw settlement in areas of discontinuous permafrost, problems of shifting soil structures and of the liquefaction of the soil that can be caused by earthquakes in the several seismically active areas through which the pipeline is to be routed, and problems of achieving stability of the pipe along various types of ground slopes.

From the beginning, it was anticipated that the gas from Prudhoe Bay would be maintained below the freezing point as it moved through the pipeline in Alaska. Originally, Foothills proposed that the gas be maintained in a chilled state until it reached the first compressor in Yukon, which is to be situated at a point about 65 km (39 mi.) from the Alaskan border. In late 1981, however, Foothills decided that it would be preferable to maintain the gas in chilled condition until it reached the second compressor station in the Territory, which is proposed to be located approximately 214 km (133 mi.) from the Alaskan border. As of the end of the year, however, the company had not submitted reports to the Agency indicating the implications of this change in design with respect to pipeline stability, particularly as it relates to problems of frost heave and thaw settlement.

The additional site specific investigations needed to complete the analysis have also not been submitted to the Agency. With the announced delay in project completion in April, 1982, Foothills significantly reduced its field drilling and testing programs.

The geotechnical program subsequently was restricted to portions of the route where minor relocations were being considered for improved road and river-crossing sites. During the fall, Foothills also located and instrumented a new test area called the Marsh Lake Active Layer Heave Site. The objectives of this investigation are to measure the amount of frost heave occurring in the active layer of earth during and after "freeze-back" of the soil, and to evaluate various methods for measuring ground heave.



Construction crews wrap the pipe in wire mesh prior to its encasement in concrete.

Environmental Assessment and Review Panel for Yukon

In a final report submitted to the Minister of the Environment in October, 1982, the federal Environmental Assessment Panel studying the implications of building the Alaska Highway Pipeline said it was "satisfied that Foothills has demonstrated the ability to design the project in a manner that will avoid major environmental impacts and will give protection to fishery and wildlife resource values along the pipeline route". The Panel further stated that the company and regulatory authorities concerned, primarily the Northern Pipeline Agency, "have a good grasp of the physical and biological problems and the options for solutions to these problems". The report is based on hearings held in June, 1982, in Whitehorse, Yukon—the third set of hearings held since 1979 on Foothills' environmental planning for the pipeline project.

The Panel noted certain areas where further research and development were needed, especially with respect to geotechnical matters. It recommended studies continue on frost heave and thaw settlement in areas of discontinuous permafrost to ensure the pipe will remain stable and operate safely.

An electrically driven compressor, the second unit for the Jenner, Alberta, compressor station, is moved into place.

The technical feasibility of the Kluane Lake crossing also required ongoing review, the Panel concluded, as did river-crossing designs and revegetation and erosion-control procedures. In addition, the report listed several documents Foothills should prepare, including a plan on the location, operation and restoration of granular resource sites and a report on areas where waterfowl are prone to disturbance.

The Panel agreed with the routes proposed by the company in the Marsh Lakes-Michie Squanga region southeast of Whitehorse, the Rancheria Valley area near the British Columbia border, and across Kluane Lake. As indicated earlier, and elaborated on in the following section, the Environmental Assessment Panel raised questions in a previous report regarding the routing of the pipeline through the Ibex Pass area west and south of Whitehorse which led to further consideration of this issue by both the Yukon Territorial Government and the Agency.

Establishment of the Pipeline Route Through Yukon

The major question at issue with respect to the proposed routing of the pipeline through Yukon, which was brought to the fore by the Environmental Assessment Panel in its report of July, 1981, involved the proposal by Foothills to run the line through the Ibex Pass to the west and south of Whitehorse.

While the Panel concluded that the pipeline could be installed without unduly adverse environmental impact, it expressed concern that ongoing damage to the environment might be caused by easier entry of people to the area that could be provided along the pipeline right-of-way and access roads following construction. In addition, the Panel also expressed concern that the choice of the Ibex passage would foreclose alternative locations for linking the mainline with the proposed Dempster Lateral to provide access to Canadian gas in the Mackenzie Delta.

In response to the potential environmental problems associated with increased access to the Ibex region that the Panel identified, the Yukon Territorial Government and the Northern Pipeline Agency jointly funded a study by an independent consultant on alternative means available to preserve the environmental character of the area regardless of whether or not the pipeline were extended through it.

Following consideration of the consultant's study, the Yukon Territorial Government announced in early 1983 that it intended to designate the Ibex Pass as a Special Management Area in order to protect the land and wildlife inhabiting it. The Yukon Territorial Government also endorsed the routing of the pipeline through the Pass. The Yukon Advisory Council had earlier expressed support for the Ibex route provided that special measures similar to those proposed by the YTG were adopted to control public access to the area.

On March 1, 1983, Senator Olson announced approval by the Designated Officer of the final route of the 830-km (515-mi.) section of the pipeline through Yukon, including the proposed routing through the Ibex Pass. The Minister noted that Agency officials had concluded that pipeline installations through the Ibex would not restrict the options open with respect to the point of connection of the propopsed Dempster Lateral with the mainline.

Cost-Control Procedures

Throughout the year the Agency worked closely with the staff of the National Energy Board in reviewing Foothills' estimates of the Stage I capital costs of the pipeline project. These estimates were subsequently considered at a public hearing in Ottawa, following which the National Energy Board issued its decision on the final design cost estimates that it was prepared to allow for purposes of calculating the Incentive Rate of Return. Under this incentive scheme, pipeline companies can earn a higher than normal rate of return on their equity investment in the project if actual costs are lower than the estimated costs approved by the Board and a reduced rate of return if costs exceed those estimates.

Following the completion of construction of any segment of the project, the actual capital costs are audited and again considered at a public hearing to determine whether these expenditures have been prudently incurred and, therefore, are acceptable for inclusion in a company's rate base.

The National Energy Board conducted a hearing in Ottawa in late June and early July, 1982, to examine submissions by Foothills on a number of outstanding matters.

In addition to considering the acceptability of actual construction costs previously incurred, the hearing also examined certain revisions in the final design cost estimate for the Eastern Leg which had been proposed by Foothills to reflect conceptual changes in the design and operating provisions that had been made since the Eastern Leg cost estimate had originally been submitted. These conceptual changes included the installation of a series of cross-overs to integrate the Eastern Leg with the Nova delivery system between James River and the Alberta/Saskatchewan border and the establishment of a compressor station at Richmound, Saskatchewan.

In its decision of August, 1982, the Board approved the actual filed costs for the Alberta section of the Western Leg of $93,080,000, but reduced the filed cost for the south B.C. section by $110,000 to $81,862,000. The Board reduced the revised final design cost estimate for the Eastern Leg submitted by Foothills to reflect its conceptual changes in design and operations by some $2,380,000. The NEB decision concluded that certain proposed interconnecting facilities in Saskatchewan were not required for the first phase of the project and that the allowance the company had claimed for contingencies was excessive.

Right-of-Way Issues

Plans, Profiles and Books of Reference

In early 1983, Agency staff reviewed and approved the Plans, Profiles and Books of Reference both for Yukon and the Swift River section of the pipeline route located in northern British Columbia. The plans, profiles and books of reference for a 56.5-km (35.2-mi.) portion of the mainline from James River junction to Rocky Mountain House in Alberta were also received and approved.

For Saskatchewan, the Agency received and approved a plan, profile and book of reference for the temporary Monchy bypass.

Pipeline Crossings

Agency staff reviewed and approved a number of applications by the Foothills' companies for the crossing of various highways and utilities in Alberta and Saskatchewan by the Eastern Leg. Two applications by other companies to cross Foothills' pipeline facilities in the two provinces were also reviewed and approved. In addition, Agency staff reviewed and made recommendations to the National Energy Board for crossings by other companies of Foothills' pipeline facilities operating in those areas under the Board's jurisdiction.

In preparation for a major river crossing, floats are attached to the pipe to maintain buoyancy while pulling the pipe across the body of water.

Agency staff also co-ordinated the granting of a number of approvals by other federal authorities involving pipeline crossings during the 1982 construction season. Two orders approving the crossings of navigable water in Alberta were authorized by the Ministry of Transport. The Railway Transport Committee of the Canadian Transport Commission issued orders authorizing the crossing of four railway lines in Alberta.

The International Boundary Commission also gave approval for a temporary pipeline crossing of the Canada-United States boundary near Monchy, Saskatchewan, under the *International Boundary Commission Act*.

Landowner Concerns

Agency staff continued to monitor the efforts of the various Foothills' companies to complete negotiations of damage settlements and to deal with any other concerns of landowners on the completed sections of the pipeline in Alberta, Saskatchewan and southeastern British Columbia.

The negotiation of damage settlements was largely completed by the end of the year with the exception of a few still outstanding in southeastern British Columbia.

Leave-to-take Additional Lands

Following a hearing held at Rocky Mountain House, Alberta, in November, 1981, the Designated Officer issued a number of orders authorizing Foothills to take additional lands for the purpose of constructing, maintaining and operating the pipeline along a 56.6-km (35.2-mi) section of the mainline north of Caroline, Alberta. Subsequently, two landowners launched an appeal against one of these orders of the Designated Officer in the Federal Court of Appeal, which was dismissed following a hearing in Edmonton in October, 1982.

Part of the additional lands sought by Foothills consisted of temporary working space required for construction only and the orders specified that the use of this space would end on December 31, 1983. Since

Sideboom tractors lower the pipe into the river bed during Eastern Leg construction.

construction of this section was later deferred, the time limitation specified in the orders would have had the effect of making the temporary working space unavailable to Foothills. In mid-November, 1982, the company applied to have the expiry dates for the use of the temporary working space extended two years from the date on which leave-to-proceed with construction was granted.

Subsequently, Foothills notified affected landowners of its new application and the reasons for it and in January, 1983, Agency officials met with certain of those landowners to discuss the company's revised proposal. There having been no other submissions, the Designated Officer later issued amending orders authorizing use of the temporary working space for a period of two years from the time leave-to-proceed with construction of the pipeline was granted in the area within which the lands are situated.

Route Hearings

Following service on landowners in Yukon and in the Swift River area of northeastern British Columbia of the landowners' Information Booklet in December, 1980, and January, 1981, three holders of quartz mineral claims objected to the proposed pipeline route in the Ibex Pass area of Yukon.

In mid-February, 1983, the Designated Officer of the Agency heard the representations of the claim holders and of Foothills. Three route orders defining the pipeline route across the quartz mineral claims were issued later that same month. Subsequently, Foothills and one of the claim holders reached agreement as to a minor route realignment and this agreement was concurred in by the Designated Officer.

Construction crews prepare to lower the pipe into the river bed during Eastern Leg construction.

Finance, Personnel and Official Languages

Finance and Personnel

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1983, is reproduced as Appendix A to this report.

Estimates for 1982-83 provided $9.5 million for the operation of the Agency. Actual expenditure was $6.7 million, $2.8 million less than the amount approved by Parliament. The number of person-years authorized for 1982-83 amounted to 134, of which only 90 were used. The shortfall in expenditure and manpower utilization reflected the continued delay in the scheduled start of construction of the northern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline Project and the reduction of planning activities by Foothills and, consequently, of the Agency.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 46.1 (2) of the *National Energy Board Act*. During the year, recoveries totalling $7.5 million were made. Of this total, $6.9 million was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, which represented the unrecovered balance from the previous fiscal year and part of 1982-83 expenditures by the Agency. In addition, $600,000 was recovered from various other departments and agencies of the federal government to which certain NPA employees had been seconded following the phasing down of Agency activities that was begun early in the fiscal year because of the further delay encountered in proceeding with Phase II construction of the project. All recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund.

Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

Enquiries of the Agency are answered in the language chosen by the enquirer and publications are available in both official languages. Employees in Ottawa, 43 per cent of whom have French as their first official language, may work and receive service in the language of their choice. Within the merit principle, every reasonable effort is made to balance the participation of both linguistic communities, including the advertisement of competitions through media serving the official languages minorities. The working language of the Calgary office is English, but it is the policy of the Agency to ensure that a minimum of two employees, one officer and one member of support staff, are qualified and available to provide service to the public in the French language.

These policies are contained in the Agency's Official Languages Plan and are being monitored each year.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 593-7466 or by writing to the Head Office, the address of which is shown in Appendix D to this report.

Taking Stock

A Look Back on the First Five Years
by Commissioner Mitchell Sharp

With the completion of first-stage construction of the Alaska Highway Gas Pipeline and the further delay in proceeding with the challenging second stage in the North, this seems to be an appropriate time and place in which to review the operations of the Northern Pipeline Agency in relation to the tasks assigned to it by the *Northern Pipeline Act*—particularly its role as a 'single window' for the regulation of the project at the federal level.

The basic provisions for carrying out the joint construction in Canada and the United States of the project were embodied in the agreement between the two governments that was signed in September, 1977, following years of intensive study.

The *Northern Pipeline Act*, which came into force in April of 1978, served as a means of both implementing the provisions of the bilateral Canada-U.S. agreement and of bringing into being the Northern Pipeline Agency as the primary instrument for achieving the objectives of the project in this country that had been laid down by the government and Parliament.

With the passage of time, the circumstances that led to the formulation of those objectives, and the establishment of the Agency to do everything possible to ensure that they were met are sometimes forgotten. It is important to remember, therefore, that to a very considerable extent the provisions of the *Northern Pipeline Act* were aimed at avoiding a repetition in the case of the Alaska Highway Gas Pipeline of the harsh experiences encountered earlier in the 1970s in connection with the building of the 800-mile Trans-Alaska oil pipeline from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska to Valdez on the south coast. These adverse impacts resulted from inadequate research and planning required to identify and overcome major technical problems in the design and engineering of the pipeline and to minimize adverse environmental impacts, a failure on the part of the project sponsor and governments to take steps to prevent the limited social infrastructure of Alaska from being overwhelmed by the massive influx of people associated with the project, inadequate initial planning to take account of the undertaking as it affected the interests of native people, and delays and confusion created by a lack of coordination of the many federal and state government departments and agencies involved. The widespread concern in this country that every effort should be made to avoid a repetition of these adverse experiences in the building of a gas pipeline through Canada was reflected in such reports as those of the Berger, Lysyk and Hill Inquiries and of the National Energy Board and, of course, in the extensive debates on the question in Parliament.

Apart from its purpose of implementing the terms of the bilateral agreement with the United States, the *Northern Pipeline Act* laid down two basic objectives in connection with the undertaking of the pipeline project in Canada. One was to facilitate its efficient and expeditious planning and construction. The other was to ensure that planning and construction were carried out in a way that would avoid or minimize any adverse socio-economic and environmental impacts while at the same time maximizing the economic benefits of the undertaking both regionally and nationally. In particular, the legislation stipulated that special account was to be taken of the interests of people—especially native people—living within the vicinity of the pipeline.

The establishment by Parliament of the Northern Pipeline Agency as the primary instrument at the federal level for implementing these basic objectives represented a unique experiment. This was an experiment many groups had advocated as a means of trying to ensure that the adverse experiences in the building of the oil pipeline in Alaska would not be repeated

when it came to building a 2,000-mile gas pipeline from the Alaska-Yukon border to Canada's border with the lower 48 states.

The Northern Pipeline Agency was created essentially to serve as a 'single window' through which federal authorities concerned with the project could deal with the Canadian sponsor, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., with provincial and territorial governments involved in the project, and with U.S. jurisdictions dealing with the design and construction of the pipeline. (In certain areas, however, the National Energy Board also exercises an important degree of authority with respect to the pipeline in Canada—for example, in determining permissible tolls and tariffs.)

I must acknowledge that the major challenges the Agency was basically established to overcome—social, environmental, economic, technical—concern the building of the pipeline in the Far North and, hence, still lie ahead. Only the future will tell how well we have prepared, how well we have planned. Nevertheless, the Agency has acquired extensive experience over the past five years not only in overseeing the planning to date of the entire pipeline, but also construction of the first stage of the system in Canada—an undertaking that involved an investment of nearly $1 billion. Based on that experience, I believe the approach adopted by Parliament of establishing the Northern Pipeline Agency as a 'single window' for the regulation at the federal level of such a massive and complex project that touches the lives of so many people has proved to have been a wise one.

To assist it in carrying out the many facets of its mandate, the Agency has been made up of staff having a broad range of professional and technical skills. Its personnel has included geotechnical and pipeline engineers, right-of-way specialists, scheduling experts, a fisheries biologist, an hydrologist and other environmental scientists, officers skilled in maintaining surveillance with respect to engineering and environmental concerns during the course of actual construction, accountants, and other experts in such fields as socio-economic concerns, logistics, communications, manpower planning and labour relations, and procurement practices. While the Agency functioned in a number of respects as a regular department of government, the status conferred on it as a separate employer greatly facilitated the Agency's ability to recruit the skilled personnel it required.

As I indicated earlier, one of the primary objectives laid down in the *Northern Pipeline Act* was that everything reasonably possible be done in the planning, construction and operation of the project in Canada to maximize regional and national economic benefits and to minimize adverse social and environmental impacts. To achieve that objective, one of the early tasks of the Agency was the development of detailed socio-economic and environmental terms and conditions covering the various segments of the pipeline in this country. These terms and conditions were the subject of extensive consultation with other levels of government concerned with the undertaking and various interest groups. In Yukon and northern British Columbia they were also the subject of a number of public hearings.

In addition to these socio-economic and environmental terms and conditions, the Agency also established a number of technical conditions that Foothills was required to meet in order to ensure the safety and integrity of the pipeline system.

The engineering challenge posed by the building of the more than 3 000 km (2,000 mi.) of the pipeline system in Canada is made all the greater by the fact that a significant portion of the route in the far northern area is composed of continuous and discontinuous permafrost, which poses problems of frost heave and thaw settlement that could cause the pipe to rupture in the absence of off-setting measures. As I have already indicated, the Agency's technical orders place specific requirements on Foothills to meet engineering criteria and, similar to the socio-economic and environmental terms and conditions, to submit detailed plans and proposals for approval by the Designated Officer of the Agency.

Subsequently, a good deal of the work of the Agency was concerned with overseeing the development of plans by Foothills for compliance with these socio-economic and environmental terms and conditions and technical requirements throughout the length of the system in this country and overseeing their implementation with respect to the construction and later operation of the Western and Eastern Legs.

As a general pattern, the companies in each segment have been required to provide detailed plans indicating the steps they propose to follow in order to comply with the terms and conditions and technical requirements. These plans, in turn, have been approved by the Agency (in most cases, following review and comment by other government bodies and interest groups) and enforced by its surveillance staff. During Phase I construction in Saskatchewan, Alberta and southeastern British Columbia, I believe the terms and conditions and plans proved effective in accomplishing the objectives of the legislation.

The *Northern Pipeline Act* required Foothills to prepare two specific plans for the approval of the Minister responsible for the Agency. One was a Procurement

Plan by which the company spelled out the steps it intended to take to ensure that the project achieved the maximum input of Canadian goods and services that was practicable and the greatest possible stimulus to domestic research, development and expansion of the industrial base. The other requirement was for the submission of a Manpower Plan under which Foothills detailed the measures it intended to adopt so as to ensure the greatest possible employment of Canadian workers in the planning, construction and operation of the system.

The Procurement Plan submitted by the company in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act* has subsequently become a model for other federal departments and agencies with respect to certain other major industrial projects. In the construction of the first stage of the Foothills system, Canadian content in terms of value added amounted to 87 per cent on the Eastern Leg and 91 per cent on the Western Leg. The first phase of the project also produced a number of important industrial benefits, including development of a world-scale burst testing facility for pipe in Alberta and another at Quill Creek in Yukon to assist in the development of construction and design techniques capable of resolving problems of routing the pipeline through areas of discontinuous permafrost, development of a new revegetation machine known as the Hodder Gouger, the large-scale use of automatic welding machines, and the establishment of facilities for manufacturing of turbo-machinery in Canada and the expansion of facilities for the manufacture of large valves and fittings.

Supplementing the Manpower Plan developed by Foothills for the maximum employment of Canadian labour in the planning, construction and operation of the project were additional plans for training qualified residents in adjacent areas who wished to obtain employment on the project and the adoption of affirmative action plans aimed at providing employment opportunities for native people and women. While results from the Manpower Plan and related plans were substantial on Phase I, the real benefits of these measures are expected to be realized when Phase II is commenced. Inventories of available persons and skills—never previously available—have already been made in Yukon and northern British Columbia in anticipation of mainline construction.

The *Northern Pipeline Act* requires that the interests of native people be taken into account in the planning and construction of the pipeline and that native land claims, as they might affect the construction of the pipeline, be dealt with in a just and equitable manner. The Agency attempted with some success to establish close relations with native associations and groups and, through extensive consultations and two public hearings, obtained their views. Much of this work related to Phase II, but significant results were achieved during the first stage. This was particularly the case with respect to native employment on construction, which amounted to more than six per cent of person-days. This percentage equates well to the representation of native people in the provinces concerned. As construction moves north, greater participation is expected.

Native land claims in Yukon were carefully taken into account during the selection of the final route for the pipeline and many changes were made in response to direct concerns expressed by the native people. While the selection of the exact route of the pipeline is less advanced in northern British Columbia and Alberta, active information and consultation programs with native groups are under way.

To enable it to carry out its function as a regulatory body that would serve as a 'single window' on behalf of the federal government, the Northern Pipeline Agency was granted extensive authority under the *Northern Pipeline Act*. This capacity of the NPA to operate as a 'single window' was reinforced by the further provisions in the legislation that provided for the transfer to the Agency of additional powers related to the pipeline from other federal departments and agencies, including the delegation of substantial regulatory authority from the National Energy Board and the appointment as Designated Officer and Deputy Administrator of the Agency of an Associate Vice-Chairman of the Board. While certain federal bodies retained responsibility for some specific aspects of the project, the Agency developed close and effective working relationships with them.

Although the Northern Pipeline Agency possesses extensive authority with respect to the pipeline project in areas coming under federal jurisdiction, it has from the beginning made a concerted effort to operate to the greatest extent possible at the federal level through consultation and co-operation with other interested departments and agencies.

A similar approach has also characterized the Agency's dealings with many other governments, organizations and special interest groups concerned with the project. This has involved extensive meetings with U.S. authorities, with officials of provincial and territorial governments, with native and other special interest groups, with municipalities, with suppliers, with labour unions, with landowners and, of course, with the segment companies of Foothills. Proposed environmental and socio-economic terms and conditions, and plans developed as part of those terms and conditions,

were made available to all interested parties and the public for comment before being approved by the Agency. Public hearings were also held in Yukon and northern and southern British Columbia to review draft terms and conditions and other issues.

Advisory Councils representative of the regions were established in northern British Columbia and Yukon to provide the Minister with the benefit of their counsel based on their knowledge and experience of local conditions and circumstances. As provided for in the Act, a Federal-Provincial-Territorial Consultative Council was also created to facilitate co-ordination and co-operation between these jurisdictions. In addition, the House of Commons and the Senate took the unique step of establishing special committees to monitor the entire project and oversee the operations of the Northern Pipeline Agency.

To keep in contact with the communities along the pipeline route and to inform the interested public, the Agency conducted numerous initiatives, including a monthly publication titled "Pipeline", which was widely distributed.

Undoubtedly all of these endeavours on the part of the Agency that I have just outlined will be resumed in full measure once activity leading to the commencement of second-stage construction of the pipeline again begins to gather momentum. Meanwhile, however, this—as I noted at the outset—has seemed to be a good time and place in which to take stock of what has been accomplished to date through the unique approach adopted some five years ago by Parliament in an effort to provide effective and efficient direction and control over a massive and complex project that in one way or another has the potential to affect the interests of millions of Canadians.

Appendix A

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR'S REPORT

Senator the Honourable H.A. (Bud) Olson, P.C., M.P.,
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1983. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1983 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement, applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Kenneth M. Dye, F.C.A.
Auditor General of Canada

Ottawa, Ontario
September 15, 1983

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Statement of Expenditure and Receipts
for the year ended March 31, 1983

	1983	1982
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	$4,789,364	$4,519,297
Rentals	733,354	838,042
Travel and communication	542,788	809,405
Professional and special services	351,217	518,743
Material and supplies	114,623	221,474
Furniture and equipment	48,227	97,744
Information	44,257	73,707
Other	66,051	58,547
	6,689,881	7,136,959
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Note 4)	6,893,422	7,137,897
Secondment of Agency staff	609,759	—
Other recoveries	8,024	38,306
	7,511,205	7,176,203
Excess of receipts over expenditure	$ 821,324	$ 39,244

Approved by:

Commissioner

Chief Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to Statement of Expenditure and Receipts
March 31, 1983

1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

2. Accounting policies

Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure when paid. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditure is financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	1983	1982
Parliamentary appropriations		
Economic Development		
Vote 5—Program expenditures	$8,871,000	$8,474,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	654,000	595,000
	9,525,000	9,069,000
Lapsed in accordance with Section 30 of the Financial Administration Act and Treasury Board Circular 1979-41	(2,835,119)	(1,935,509)
	6,689,881	7,133,491
Government departments which provided services without charge	—	3,468
	$6,689,881	$7,136,959

4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1983	1982
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	$6,689,881	$7,136,959
Adjustment in respect of employee benefits	(641,000)	—
Secondment of Agency staff	(609,759)	—
Other recoveries	(8,024)	(38,306)
	5,431,098	7,098,653
Costs to be recovered in the following year	(455,647)	(1,917,971)
Prior year costs recovered in the current year	1,917,971	1,957,215
	$6,893,422	$7,137,897

The Agency's share of employee benefits paid to the government since 1978 has exceeded the actual employer's share. As a result, costs recoverable for the year have been adjusted accordingly.

5. Employees' contingency and termination plans

Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1983 are estimated at $105,000 (1982—$695,000).

Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities since May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations unpaid costs as at July 26, 1983, are estimated at $1,780,000, including relocation costs.

6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back two years to 1989 and all parties were to scale down their activities to correspond to a revised construction schedule.

The Agency was able to reduce staff costs through secondments to other departments and by terminations for 45 employees during the latter part of the year. Certain other costs were also reduced during the year and certain excess space has been released.

In June 1983, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced a further reduction in its activities and over the next year, the Agency will make further reductions to scale down its activities to correspond to those of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

The Role of the Northern Pipeline Agency

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the *Northern Pipeline Act* on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement of September 20, 1977, between the two nations, which governs the joint undertaking of the 9 000-km (5,500-mi.) system. A brief description of this system can be found in Appendix C.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to regulate the project and to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the system in Canada by the Foothills Group of Companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic, energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee has conducted several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of the Canadian and United States project companies, as well as others.

In June, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire into all matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada...". The Senate Committee also has held a number of hearings related to the project since its formation.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a "single window" for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills Group of Companies, which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system have been transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the Minister as his deputy in charge of the Agency. The Commissioner is based at the head office in Ottawa. The main operational office is located in Calgary and functions under the direction of an Administrator appointed by Order in Council, who is also responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a member of the National Energy Board serves as its Designated Officer, and also as a Deputy Administrator of the Agency. The Designated Officer exercises the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. Following a further delegation of authority from the Board in September, 1981, the Designated Officer also exercises those powers contained in Parts I, II and III of the Gas Pipeline Regulations with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline. A list of the senior officers of the Agency as of the end of the fiscal year and the location of Agency offices can be found in Appendix D on Page 30.

Project Description

The Alaska Highway Gas Pipeline Project is a large-diameter system that will initially transport natural gas from the North Slope of Alaska across Canada to the lower 48 states. It will also provide access through the Dempster Lateral to Canada's own reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area of the Northwest Territories as and when they are required.

In 1980, Canadian and U.S. authorities approved the early construction of the Western and Eastern Legs that make up the southern portions of the system initially to permit the export of surplus Canadian gas to U.S. markets. A brief outline of this first-stage construction is given below.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta, is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. It is owned equally by Nova, An Alberta Corporation, of Calgary, Alberta, (formerly known as the Alberta Gas Trunk Line Company Ltd.), and Westcoast Transmission Company Ltd., of Vancouver, British Columbia.

The mainline system in Canada has been or will be built in five segments by the following subsidiary companies:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., will build the Dempster Lateral if and when it is approved by the National Energy Board.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium made up of four U.S. transmission companies and one Canadian company, TransCanada PipeLines Ltd., has already constructed most of the planned Eastern Leg of the system. Two California companies—Pacific Gas Transmission Company and its parent corporation, Pacific Gas and Electric Company—have completed first-stage construction on the Western Leg in the United States.

The mainline project will comprise almost 7 720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe will be of 1 422, 1 219, 1 067 and 914 mm. A total of approximately 3 270 km will be in Canada, 1 180 km in Alaska and 3 270 km in the United States south of the 49th parallel.[1] An additional 1 200 km of 860 mm pipe will be laid when and if the Dempster Lateral is approved.

The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters.[2]

Yukon	375 km of 1 219 mm
	443 km of 1 422 mm
B.C. (North)	715 km of 1 422 mm
Alberta	634 km of 1 422 mm
	377 km of 1 067 mm
	301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1 067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1 180 km of 1 219 mm pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1 800 km of 1 067 mm pipe and the Western Leg will involve about 1 470 km of 1 067 mm line.[3]

---

[1] The total project will comprise almost 4,790 miles of 56-, 48-, 42- and 36-inch pipe. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel. The Dempster Lateral would comprise approximately 746 miles of 34-inch pipe.

[2]

Yukon	233 mi. of 48 in. 275 mi. of 56 in.	Saskatchewan	160 mi. of 42 in.
B.C. (North)	444 mi. of 56 in.	B.C. (South)	106 mi. of 36 in.
Alberta	334 mi. of 56 in. 234 mi. of 42 in. 187 mi. of 36 in.		

[3] The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the Western Leg will involve about 911 miles of 42-inch line.

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if the Dempster Lateral is approved, an additional 34 million cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta-Beaufort Sea gas.

The capital costs for the entire system, excluding those for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta and the gas conditioning plant at Prudhoe Bay, Alaska, were originally estimated to be $10.7 billion (Cdn.). This estimate reflected a cost of $4.3 billion for the Canadian segments and $6.4 billion for the U.S. segments. These estimates were based on the assumption that the entire system would be completed and ready to go into operation by January, 1983, as provided for in the timetable envisaged in the Canada-United States Agreement.

In testimony prepared for the congressional committee hearings on the U.S. legislation waivers in October, 1981, John G. McMillian, Chairman of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., indicated that approximately $38.7 billion to $47.6 billion (U.S.) would be required to construct the entire system in both countries, including the gas conditioning plant and the $2.4 to $2.7 billion estimated for first-stage construction. Estimates of the amounts needed for financing purposes were based on a range of inflation and interest rates in the United States from 7 per cent to 11 per cent and 10 per cent to 14 per cent, respectively, and on a revised-in-service date of late 1986.

A submission by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. to the congressional committee hearings estimated that approximately $17.6 billion on an escalated basis would be required to finance the entire Canadian section, based on a late 1986 completion date. Foothills subsequently indicated in testimony before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in May, 1982, that the Canadian sections would cost approximately $19 billion (Cdn.) in as-spent dollars given a 1987 completion date.

The pipeline sponsors in Canada and the United States had yet to file revised cost estimate with their respective regulatory authorities by the end of the fiscal year under review to reflect the futher extension of the completion date to late 1989.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections

The first-stage plan provided for construction in Canada and the United States of all or part of the proposed Western and Eastern Legs of the system from the point where they branch off from the main line 105 km (63 mi.) north of Calgary, Alberta.

The first-stage program involves the laying of some 2 992 km (1,858 mi.) of pipe in Canada and the United States, of which 850 km (526 mi.) are in Canada. Capital costs are estimated at approximately $1.4 billion (U.S.) for the American section and $928 million (Cdn.) for the Canadian. Costs for the Canadian sections include provision for actual funds used during construction, as well as certain other expenses associated with regulatory charges. The system will be capable of transporting some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day to U.S. markets, rising to a possible peak flow between 1983 and 1986 of 38.03 million cubic metres (1.35 billion cubic feet).

Construction of the Western Leg in Canada, which began in August, 1980, involved the installation of seven loops over a distance of 215 km (132 mi.) of pipe, 914 mm (36 in.) in diameter. Work on this section was completed in the spring of 1981.

Construction of the U.S. Western Leg, which began in December, 1980, involved the installation of 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission pipeline from the Canadian border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. From Stanfield, the Canadian gas is being transported to southern California through the addition of some 565 km (361 mi.) of loops to Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, which has been designated the Western Delivery System. For purposes of transmission of Alaskan gas on the Western Leg, the Pacific Gas Transmission and Pacific Gas and Electric systems will be further extended from Stanfield to Antioch, California, which is close to San Francisco. On October 1, 1981, gas began to flow through the Western Leg to U.S. markets.

The Eastern Leg, in Canada and the United States, is comprised of 1 956 km (1,215 mi.) of 1 067-mm (42-in.) pipe. Construction began in both countries in May, 1981, and was to be completed over a two-year construction period. Gas began to flow through the system on September 1, 1982.

Northern Pipeline Agency

Senior Officers and Office Locations

Ottawa—Head Office
The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

15th Floor, Varette Building,
130 Albert Street,
Ottawa, Ontario,
K1P 5G4

Calgary—Operational Headquarters
Mr. Harold S. Millican, Administrator,
Mr. William A. Scotland, Deputy Administrator and
Designated Officer,
Mr. A. Barry Yates, Deputy Administrator.

4th Floor, Shell Centre,
400-4th Avenue, S.W.,
Calgary, Alberta.
T2P 0J4

Vancouver
Mr. Robert Hornal, B.C. Administrator,

18th Floor
800 Burrard Street
Vancouver, British Columbia.

Mailing Address:

P.O. Box 10139,
Pacific Centre,
Vancouver, British Columbia.
V7Y 1C6

Whitehorse
Mr. Ken McKinnon, Yukon Administrator,

Suite 200, 4114 Fourth Avenue,
Whitehorse, Yukon.
Y1A 4N7

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

RAPPORT ANNUEL

1982-1983

Canada

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

N° de cat. C 88-1/1983

ISBN 0-662-52872-7

Couverture—Des équipes de construction fixent des flotteurs à la canalisation avant de lui faire franchir la rivière Saskatchewan-Sud dans l'est de l'Alberta.

Administration du pipe-line du Nord Canada

Northern Pipeline Agency Canada

RAPPORT ANNUEL

1982-1983

Remerciements

Nous désirons remercier la société Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. de Calgary (Alberta) de nous avoir autorisés à utiliser certaines des photographies reproduites dans le présent rapport.

Ottawa, Ontario,
le 30 decembre 1983

Monsieur le Ministre,

Je vous soumets ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financiere se terminant le 31 mars 1983, ainsi que le rapport du Verificateur général sur les comptes et les transactions financieres de l'Administration pour la même periode, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingues.

Directeur general de
l'Administration du
pipe-line du Nord,

Mitchell Sharp

L'hon. H. A. (Bud) Olson, c.p.,
Ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord,
Le sénat,
Ottawa (Ontario)

Table des matières

Page

Faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska survenus au Canada et aux États-Unis **1**
Vue d'ensemble 1
Faits saillants—États-Unis 2
Faits saillants—Canada 4

Travaux de l'Administration du pipe-line du Nord **7**
Activités de l'Administration 7
Examen des plans socio-économiques et écologiques 8
Relations avec les Autochtones 8
Coordination fédérale-provinciale-territoriale 9
Conseils consultatifs régionaux 9
Autres consultations 10
Plan de recrutement et relations du travail 10
Transport et logistique 11
Exercice des pouvoirs de réglementation délégués fédéraux 11
Surveillance sur le terrain 12
Surveillance de l'environnement 13
Travaux techniques 13
Station d'essais de Quill Creek 14
Maximisation de la stabilité des tuyaux en terrain mouvant 14
Comité d'évaluations environnementales pour le Yukon 16
Établissement du tracé du pipe-line à travers le Yukon 16
Méthodes de contrôle des dépenses 17
Questions relatives au droit de passage 17
Plans, profils et livres de renvoi 17
Croisements du pipe-line 18
Intérêts des propriétaires terriens 18
Autorisations de prendre des terres supplémentaires 19
Audiences concernant le tracé 19

Finances, personnel et langues officielles **21**
Finances et personnel 21
Plan des langues officielles 21

Le point **22**
Coup d'œil rétrospectif du Directeur général, Mitchell Sharp, sur les cinq premières années 22

Appendices
A Rapport du Vérificateur général du Canada 26
B Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord 31
C Description du projet 33
Première étape: construction des tronçons sud 35
D Administration du pipe-line du Nord—Cadres supérieurs et adresses des bureaux 36

PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA

Voir les mesures unités impériales dans la description du projet

Faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska survenus au Canada et aux États-Unis

Vue d'ensemble

Un fait marquant de l'année financière 1982-1983, sur laquelle porte le présent rapport, est la mise en veilleuse de tout le projet du gazoduc de la route de l'Alaska par suite de la grave détérioration des conditions des marchés économiques, financiers et énergétiques tant en Amérique du Nord que dans la majorité des autres régions du globe.

L'embranchement est du réseau, dont la fonction initiale est d'acheminer les réserves excédentaires de gaz naturel canadien vers les marchés du Midwest américain, est entré en service, comme prévu, le 1er septembre 1982. Son inauguration mettait fin à la première étape de la construction du réseau au Canada et aux États-Unis, la livraison de gaz en Californie par l'embranchement ouest ayant commencé dès le mois d'octobre 1981.

Jusqu'à la fin de 1982, les livraisons de gaz par le tronçon sud du réseau ont atteint les volumes prévus dans les contrats. Au début de 1983, les expéditeurs américains ont commencé à réduire sensiblement le volume des livraisons en provenance du Canada en raison d'une forte baisse de la demande de la part de leurs propres clients. Cette baisse était attribuable à une combinaison de facteurs dont la rigueur de la récession économique, les mesures d'économie, un hiver exceptionnellement doux et la concurrence accrue des autres sources d'énergie par suite de la forte augmentation des prix du gaz naturel aux États-Unis au moment où ceux des énergies de substitution comme l'électricité et l'huile résiduelle demeuraient stables ou diminuaient.

Au début de l'exercice financier, les plans d'exécution de la deuxième étape du projet, soit la construction des tronçons nord du réseau en Alaska et au Canada, ont aussi été considérablement retardés (comme l'indique le dernier rapport annuel). Vers la fin de 1981, quand le Congrès a approuvé la série de modifications législatives proposée par le gouvernement Reagan, les promoteurs alaskains et les propriétaires des réserves de gaz pensaient bien pouvoir entreprendre rapidement la deuxième étape. Lors d'une conférence tenue à Washington le 16 mars 1982, ils avaient présenté à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) un calendrier prévoyant l'entrée en service de tout le réseau avant la fin de 1987. Toutefois, au terme d'une réunion des propriétaires des réserves de gaz et des promoteurs alaskains et canadiens du gazoduc, tenue à Salt Lake City à peine six semaines plus tard, il était annoncé que l'entrée en service du deuxième tronçon du réseau avait dû être reportée à 1989, à cause du ralentissement de l'activité économique, de la baisse des prix du pétrole brut et de l'instabilité des marchés financiers.

Étant donné que la première étape était terminée et que l'échéance prévue pour l'achèvement du reste du réseau était reportée de deux ans, les promoteurs américains et canadiens ont commencé à réduire considérablement le nombre de leurs employés permanents et contractuels. Les deux organismes de réglementation principalement responsables de la supervision des plans et de l'exécution des travaux de construction, l'Administration du pipe-line du Nord au Canada et l'Office of the Federal Inspector aux États-Unis, ont dû faire de même à cause de la baisse de leurs activités. (Dans la dernière section du rapport,

intitulée «Le point», le Directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, l'honorable Mitchell Sharp, passe brièvement en revue les faits saillants des cinq premières années d'activité de l'Administration.)

Pendant l'année financière, les sociétés promotrices et les organismes de réglementation des deux pays sont demeurés occupés par l'achèvement des travaux de construction, de nettoyage et de regénération végétale le long de l'embranchement est. Les sociétés promotrices des deux pays ont également poursuivi certaines activités de planification liées à la deuxième étape de construction des tronçons nord du réseau. En outre, les promoteurs et producteurs alaskains ont porté une attention considérable à l'élaboration d'un plan financier viable permettant de financer le reste du réseau et de régler les problèmes que pourrait présenter la commercialisation du gaz de la baie Prudhoe pendant les premières années, à cause de la concurrence des autres sources d'énergie.

Faits saillants—États-Unis

Comme nous l'avons déjà mentionné, la construction de la partie américaine de l'embranchement est, qui s'étend sur 1 324 km (823 mi) entre un point de la frontière situé à proximité de Monchy (Saskatchewan) et de Port of Morgan (Montana) et Ventura (Iowa), a commencé au printemps de 1981 et a été terminée à temps pour permettre la mise en service du réseau le 1er septembre 1982. Le 4 octobre 1982, le promoteur américain, la Northern Border Pipeline Co. de Bismark (Dakota du Nord), a organisé une cérémonie pour souligner l'achèvement du plus important ouvrage de canalisation jamais réalisé aux États-Unis. A l'heure actuelle, le volume maximal de gaz que peut acheminer le réseau en une journée est de 27,6 X $10^6 m^3$ (975 millions de pieds cubes). Ont assisté à cette cérémonie le vice-président George Bush, le secrétaire à l'Énergie du temps, James Edwards, et l'honorable Mitchell Sharp, directeur général de l'Administration du pipeline du Nord.

L'annonce, faite par les promoteurs alaskains le 30 avril 1982, que les travaux de construction des tronçons nord du réseau seraient retardés a considérablement assombri la nouvelle que l'embranchement est serait achevé pendant les premiers mois de la nouvelle année financière. Le communiqué dans lequel les participants au projet expliquaient leur décision disait ceci: «La planification financière doit obligatoirement tenir compte de circonstances qui n'ont rien à voir avec le projet en soi, comme la surabondance provisoire des réserves mondiales d'énergie, la baisse des prix du pétrole brut, le ralentissement de l'activité économique aux États-Unis et à l'étranger et l'instabilité des marchés financiers».

Au début de juillet 1982, on apprenait que les trois principaux propriétaires des réserves de gaz naturel de la baie Prudhoe—Exxon, Sohio et Arco—avaient acquis une meilleure position dans la gestion du tronçon alaskain du réseau grâce aux modifications habilitantes à la législation américaine pertinente qu'avait sanctionnées le Congrès vers la fin de l'année précédente. Le premier vice-président d'Exxon, Sidney J. Reso, fut élu au poste de vice-président de la Commission des plans et études techniques du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, organisme créé en juin 1980 pour assurer la participation des producteurs à la planification initiale des travaux. Au même moment, les producteurs voyaient croître leur participation à l'élaboration d'un plan financier à la suite de la nomination de Claude C. Goldsmith, premier vice-président et directeur financier d'Arco, au poste de coprésident du Comité consultatif financier rattaché à la Commission des plans et études techniques. L'autre coprésident était Larry Robertson, un conseiller financier de Houston représentant le consortium des sociétés promotrices, dont le nombre était passé de 10 à 9 par suite du retrait en mai 1982 de l'American Natural Resources.

Pendant le reste de l'année financière, les participants à la construction du tronçon alaskain du réseau ont continué d'étudier longuement les questions de financement et de commercialisation qu'il restait à régler. Ils ont d'abord examiné les moyens de niveler les coûts du transport du gaz naturel de l'Alaska vers les marchés des 48 États du sud, trop élevés au départ pour mieux soutenir la concurrence des autres sources d'énergie.

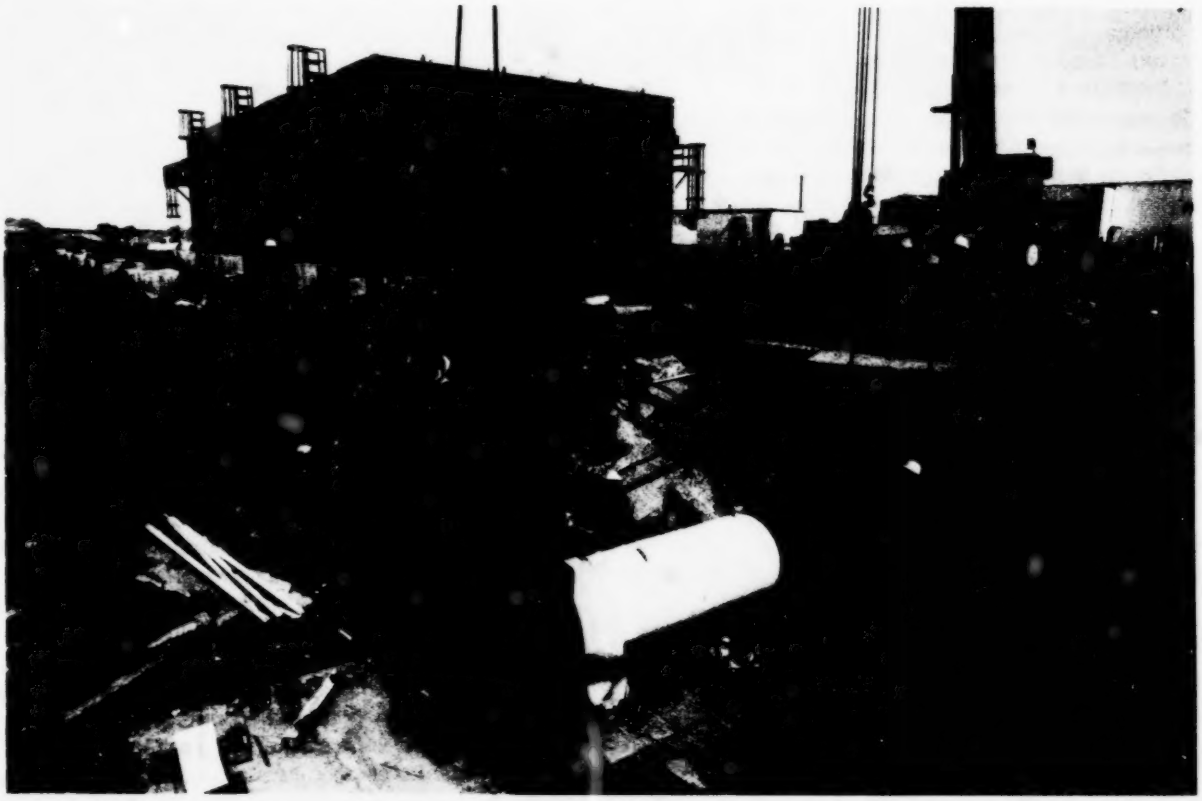
On a également poursuivi l'examen d'un certain nombre de questions techniques ayant trait au tronçon alaskain du réseau. Les programmes d'essais et de recherches reliés au problème du soulèvement par le gel des tuyaux transportant du gaz refroidi dans des zones de pergélisol continu, par exemple, ont été maintenus. On a aussi entrepris une nouvelle étude de faisabilité portant sur un processus de traitement du gaz à la baie Prudhoe qui paraissait pouvoir être mis en place dans des délais sensiblement plus courts et entraîner des frais de construction et d'exploitation nettement inférieurs par rapport au système proposé à l'origine.

Après qu'on eut annoncé à la fin d'avril 1982 le report à 1989 de la date prévue d'achèvement de tout le réseau, le promoteur alaskain et l'Office of the Federal Inspector (OFI), le pendant américain de l'Admi-

nistration du pipe-line du Nord, ont rapidement dressé des plans pour réduire considérablement leur effectif. Entre la fin d'avril 1982 et mars 1983, la Northwest Alaskan a réduit à 85 environ son personnel de 800 employés permanents et contractuels. Pendant la même période, le personnel de l'OFI est passé de 135 à environ 45 employés.

À partir de la mise en service de l'embranchement est en septembre 1982 jusqu'à la fin de février 1983, le volume des livraisons de gaz par le réseau s'est accru constamment. Cependant, les pressions qui se faisaient de plus en plus sentir sur les marchés américains par suite de la forte baisse de la demande et de l'accroissement des réserves excédentaires de gaz commencèrent à avoir de fortes répercussions sur le débit des approvisionnements acheminés par les tronçons préliminaires du gazoduc de la route de l'Alaska. Le 25 février 1983, la United Gas Pipelines Ltd., un des trois expéditeurs américains qui avaient conclu avec la Northwest Alaskan Pipeline Co. un contrat prévoyant la livraison par l'embranchement est de gaz provenant de la Pan-Alberta, invoquait un cas de force majeure pour ne pas respecter les conditions du contrat. La compagnie déclarait en effet qu'elle ne pouvait plus ni payer, ni accepter, même les volumes minimaux prévus dans le contrat, à cause de circonstances indépendantes de sa volonté. A peine quelques jours plus tard, la Northwest Alaskan invoquait elle aussi un cas de force majeure pour justifier le non-respect des clauses de son contrat avec la Pan-Alberta de Calgary, ce que celle-ci a refusé d'admettre.

Bien que la United Gas ait été la première à vouloir faire modifier les engagements contractuels, les mêmes difficultés frappaient à un plus ou moins grand degré non seulement les deux autres expéditeurs américains approvisionnés par l'embranchement est et le seul expéditeur approvisionné par l'embranchement ouest, mais aussi la presque totalité des compagnies américaines de distribution de gaz. Malgré une forte baisse de la demande de gaz, la plupart des compagnies pipelinières demeuraient obligées par contrat de prendre ou de payer des approvisionnements de beaucoup supérieurs à ce qu'elles pouvaient vendre. En mars 1983, la Pan-Alberta s'est lancée dans une longue série de négociations avec la Northwest Alaskan et les expéditeurs américains utilisant les embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska pour tenter de trouver un compromis qui serait



Un diaphragme servant à mesurer le débit et la pression du gaz est descendu dans le réseau de tuyauteries extérieur de la station de compression en construction à Piapot (Saskatchewan).

acceptable pour toutes les parties concernées, y compris les producteurs canadiens du gaz acquis par la Pan-Alberta et les organismes de réglementation des deux pays. Plusieurs autres entreprises canadiennes engagées dans l'exportation de gaz vers les États-Unis ont aussi subi les effets de cette pression et été forcées d'accepter une importante modification des conditions, de prendre ou de payer, des contrats conclus par les expéditeurs américains. Pendant ce temps, les intérêts américains pressaient de plus en plus le gouvernement canadien de réduire le prix du gaz exporté au sud de la frontière qui, depuis avril 1981, était fixé à 4,90 $ US les 1 000 pieds cubes. Malgré la forte hausse qu'avaient connue les prix moyens du gaz produit aux États-Unis depuis que le prix canadien avait été fixé à ce niveau, les expéditeurs américains, entre autres, alléguaient que le gaz importé du Canada devenait de moins en moins compétitif sur certains marchés américains.

Faits saillants—Canada

Comme nous l'avons déjà mentionné, l'embranchement est du gazoduc de la route de l'Alaska, dont la partie canadienne, qui s'étend sur 636 km (395 mi) à travers l'Alberta et la Saskatchewan, a coûté près de 730 millions $, et est entré en service au début du mois de septembre 1982. Toutefois, à cause d'une grève des travailleurs affiliés aux syndicats de la construction en Saskatchewan, trois stations de compression et une station de comptage n'étaient toujours pas terminées dans cette province au moment où on a commencé d'acheminer le gaz vers les États-Unis. Le promoteur du tronçon canadien, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., réussit à surmonter ces difficultés grâce à une série d'arrangements palliatifs lui permettant d'utiliser les stations de compression et de comptage de la Nova, An Alberta Corporation. La Nova, une des sociétés mères de la Foothills, exploite des installations parallèles sur presque toute la longueur de l'embranchement est en Alberta. (En mai 1983, la Foothills avait terminé la construction de toutes ses installations et reçu de l'Office national de l'énergie l'autorisation de les mettre en service.)

Dans un rapport publié en janvier 1983 sur les résultats des longues audiences tenues l'année précédente relativement à un certain nombre de demandes d'exportation de volumes supplémentaires de gaz canadien, l'Office national de l'énergie autorisait la livraison aux États-Unis, entre 1988 et 1992, de 362 milliards de pieds cubes de gaz de plus par l'embranchement ouest et de 1,54 billion par l'embranchement est.

Pour les producteurs canadiens, la prolongation de la période prévue pour l'exportation de volumes supplémentaires de gaz par les embranchements est et ouest pouvait avoir une importance considérable sur le plan des recettes. Comme condition du financement par emprunt des deux embranchements en Alberta et en Colombie-Britannique, les établissements de crédit exigeaient que la dette soit complètement remboursée au terme de la période de huit ans que les organismes de réglementation des deux pays avaient fixée à l'origine aux fins de l'acheminement du gaz. Pour cela, il aurait fallu que l'amortissement du pipe-line se fasse à un rythme exceptionnellement rapide, ce qui aurait eu pour conséquence de réduire considérablement les bénéfices nets que les producteurs albertains devaient retirer des ventes de gaz aux États-Unis.

Il a plus tard été convenu, pour ne pas imposer ce fardeau aux producteurs, de maintenir l'amortissement du pipe-line à un taux plus normal de 4 p. 100 dans l'espoir que l'arrivée ultérieure du gaz alaskain ou l'approbation de l'exportation de volumes supplémentaires de gaz canadien par le gazoduc pendant une plus longue période permettrait d'éviter ou de minimiser le problème. Il était entendu que, si ni l'une ni l'autre de ces deux éventualités ne se produisait, il serait nécessaire, pour que les emprunts puissent être complètement remboursés, d'imposer un niveau exceptionnellement élevé d'amortissement pendant les quatre dernières années des contrats d'exportation de gaz approuvés. Le fait que l'ONE avait autorisé la prolongation des livraisons de gaz par les tronçons préliminaires permettait d'espérer qu'il serait possible d'éviter cette situation, mais, à la fin de l'année financière, la demande d'approbation d'un accroissement des importations n'avait toujours pas été présentée aux autorités américaines.

Comme il est expliqué plus en détail au chapitre suivant, qui traite des activités de l'Administration, le Comité d'évaluations environnementales avait soulevé certaines questions concernant le tracé du gazoduc au Yukon dans son rapport de 1979 sur les questions environnementales. Dans son rapport final de septembre 1982, le Comité approuvait le tracé proposé par la société promotrice dans trois régions. Dans un rapport antérieur, publié en juillet 1981, le Comité avait dit craindre que le passage du gazoduc par le défilé d'Ibex au sud et à l'ouest de Whitehorse, selon le tracé proposé par la Foothills, ait des conséquences fâcheuses du fait que la construction du pipe-line pourrait facilité l'accès de la population à cette région. Le gouvernement territorial du Yukon a plus tard annoncé son intention de faire du défilé Ibex une Zone d'aménagement spéciale afin d'éliminer le problème soulevé par le Comité.

Le sénateur H.A. (Bud) Olson (à gauche), ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, rencontre les membres du Conseil consultatif du nord de la Colombie-Britannique à Calgary en juillet 1982.

Le 1er mars 1983, le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, l'honorable H. A. (Bud) Olson, annonçait qu'il avait approuvé le tracé définitif du tronçon de 830 kilomètres devant traverser le Yukon. Ce tracé définitif comprenait la canalisation passant par le défilé Ibex, dont la construction avait été approuvée par le gouvernement territorial et le Conseil consultatif du Yukon. Cette annonce a ouvert la voie à la levée du moratoire imposé depuis 1977 sur l'aménagement d'un corridor de huit kilomètres chevauchant le tracé proposé initialement par la Foothills.

La poursuite que le député néo-démocrate de Vancouver-Kingsway, Ian Waddell, a intentée en septembre 1980 contre le gouverneur en conseil a continué de faire son chemin dans le processus judiciaire. Celui-ci prétend que tous les décrets pris antérieurement en vue de permettre le début des travaux de construction du tronçon sud étaient *ultra vires*. En juillet 1981, un juge de la Cour suprême de la Colombie-Britannique avait rejeté l'argument du gouvernement fédéral et de la Foothills qui soutenaient que la Cour suprême provinciale n'avait pas compétence pour se prononcer sur cette question et que, de toute façon, M. Waddell n'avait pas qualité pour engager ce genre de poursuite devant quelque tribunal que ce soit. Le gouvernement fédéral et la Foothills ont d'abord demandé à la Cour d'appel de la Colombie-Britannique l'autorisation d'interjeter appel de ces deux décisions, mais le gouvernement a plus tard renoncé à sa demande, conséquemment rejetée. La compagnie a maintenu la sienne, mais dans une décision rendue en octobre 1982, la Cour refusait de lui accorder l'autorisation de porter l'affaire en appel en faisant valoir que la question était devenue théorique puisque l'action serait intentée contre le gouverneur en conseil. Agissant seule, la Foothills a essayé plus tard de porter l'affaire devant la Cour suprême du Canada; mais la Cour a jugé l'appel irrecevable en décembre 1982. La question de fond soulevée par M. Waddell devait être entendue par un juge de la Cour suprême de Colombie-Britannique en mai 1983. (Dans un jugement rendu en novembre 1983, le juge Kenneth Lysyk rejetait la poursuite intentée par M. Waddell parce qu'il n'avait pu être démontré que le gouverneur en conseil avait outrepassé les pouvoirs que lui confère la *Loi sur le pipe-line du Nord* en autorisant la construction préliminaire des tronçons sud du réseau.)

Au cours de l'année financière, le Comité de la Chambre des communes sur les pipe-lines du Nord, constitué en 1978 pour assurer une surveillance parlementaire continuelle de l'exécution du projet du gazoduc de la route de l'Alaska, s'est réuni à trois reprises pour entendre les témoignages du ministre et des hauts fonctionnaires de l'Administration du pipe-line du Nord. Le ministre a comparu devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord en mai 1982, et un sous-comité du Sénat a eu à Calgary une rencontre non officielle avec les hauts fonctionnaires de l'Administration en poste à cet endroit au sujet de l'étude que fait le Comité des questions relatives au transport en mer du pétrole et du gaz dans l'Arctique canadien.

Comme on le verra mieux dans la prochaine section, les conseils consultatifs du Yukon et du nord de la Colombie-Britannique, constitués en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour conseiller le ministre responsable de l'Administration, et le Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial, créé lui aussi en vertu de cette Loi, ont continué d'exercer activement leurs fonctions respectives au cours de l'année.

Les inspecteurs de la Foothills vérifient la profondeur de la tranchée de croisement du ruisseau Serviceberry, le long de l'embranchement est en Alberta.

Pour ceux que cela pourrait intéresser, il est donné un bref exposé du rôle de l'Administration du pipe-line du Nord à l'annexe B, et une description du projet du gazoduc de la route de l'Alaska à l'annexe C. On trouvera aussi, à l'annexe D, une liste des cadres supérieurs de l'Administration ainsi que les adresses et numéro de téléphone des bureaux de l'Administration.

Travaux de l'Administration du pipe-line du nord

Activités de l'Administration

Après l'annonce, le 30 avril 1982, du nouveau report de deux ans, jusqu'à 1989, de la date prévue d'achèvement du gazoduc de la route de l'Alaska, l'Administration du pipe-line du Nord commença à réduire progressivement ses travaux, en fonction du ralentissement des activités de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

Le 30 juillet, l'honorable Mitchell Sharp, directeur général de l'Administration, annonçait que le personnel de l'organisme serait réduit de 20 p. 100 à la fin de septembre et qu'il serait encore considérablement réduit au cours des 12 mois suivants. L'Administration suivait ainsi l'exemple de la Foothills (Yukon) qui, dès le mois de mai, avait décidé de réduire de 20 p. 100 son personnel de 650 employés et avait procédé à d'autres importantes coupures d'effectifs dans les mois suivants. À la fin de l'année financière, en mars 1983, le personnel de la Foothills avait été réduit à environ 210 employés, dont 110 s'occupaient de tâches liées à l'exploitation des embranchements est et ouest, les autres étant affectés aux travaux de planification de la deuxième étape de construction du gazoduc. La réduction initiale de 20 p. 100 de l'effectif de l'Administration, qui à son plus fort regroupait 104 employés, a commencé en mai et s'est poursuivie jusqu'en septembre, date de la mise en service de l'embranchement est. Dans le cas des membres du personnel dont les services n'étaient plus requis dans l'avenir immédiat, les agents de l'Administration firent les arrangements nécessaires pour que ces employés bénéficient, entre autres, grâce au Programme de permutation des cadres de la Fonction publique, d'affectations temporaires à des bureaux d'autres ministères et organismes du gouvernement fédéral partout au Canada.

Le 31 mars 1983, l'Administration avait réduit de 55 p. 100 le nombre d'employés à son service à plein temps, grâce aux départs naturels, aux mises en disponibilité et aux détachements survenus dans l'ensemble de ses bureaux, ce qui laissait l'équivalent de 48 employés à plein temps sur place. Vingt-trois personnes ont été réaffectées en permanence à d'autres ministères et organismes fédéraux. Quinze autres employés sont en détachement partiel et consacrent plus de 10 p. 100 de leur temps aux affaires de l'Administration. À la fin de l'année financière, 26 personnes au total avaient quitté définitivement l'Administration depuis le mois de mai précédent.

Le groupe d'employés qui restait poursuivit le travail courant lié au projet du gazoduc. Les arrangements concernant la mise en servitude de terres de la Couronne pour le tracé du gazoduc au Yukon ont été en grande partie achevés, en prévision de leur approbation par le gouverneur en conseil. On a également pris des dispositions administratives concernant la réservation de terres de la Couronne en bordure du tracé du gazoduc au Yukon, notamment pour la construction de stations de compression. Le groupe d'environnementalistes de l'Administration s'est surtout occupé de contrôler les résultats des travaux de reboisement et de regénération végétale effectués le long des parties terminées des embranchements est et ouest. On a également poursuivi l'examen des questions environnementales et géotechniques liées à la construction du gazoduc au Yukon ainsi que les pourparlers entre l'Administration, la Foothills et divers représentants des gouvernements provinciaux et territoriaux au sujet des indemnités pour la perte de moyens de subsistance.

Au cours de l'année, l'Administration a étudié plus de 200 documents du groupe Foothills ayant trait aux première et seconde étapes de construction du gazoduc. De ce nombre, treize avaient rapport aux

Avec la dernière soudure de jonction, faite le 17 août 1982 au sud de Beiseker (Alberta), prend fin la construction de l'embranchement est du pipe-line au Canada.

modalités écologiques et socio-économiques et douze au franchissement par le pipe-line de routes, d'installations de services publics, de voies d'eau navigables et de voies ferrées. Parmi les autres, 70 environ portaient sur les plans et études techniques et sur des questions relatives au calendrier de construction.

L'Office national de l'énergie a rendu au cours de l'année un total de 18 ordonnances d'autorisation de mise en service, toutes applicables à des parties terminées du gazoduc ou à d'autres installations faisant partie de l'embranchement est.

Examen des plans socio-économiques et écologiques

Suite à l'approbation, l'année dernière, des calendriers de présentation et d'étude des plans socio-économiques et écologiques relatifs à la construction du gazoduc dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le sud du Yukon, le personnel de l'Administration a eu à examiner environ 15 plans provisoires et définitifs. L'Administration s'est également penchée sur les révisions à apporter aux plans déjà approuvés de la Foothills. Les plans décrivent la façon dont chacune des compagnies en cause prévoit respecter les modalités que l'Administration a fixées pour la construction de chaque section.

En avril 1982, l'Administration jugeait généralement acceptable le plan d'informaltion, de consultation et de liaison présenté par la Foothills (North B.C.). Ce plan décrit la façon dont la compagnie prévoit procéder pour fournir de l'information sur le pipe-line aux organismes gouvernementaux, aux collectivités et aux groupes d'intérêts, autochtones et autres, touchés par le projet, et se tenir en consultation et en liaison avec eux. La compagnie a soumis d'autres plans provisoires portant sur le logement, la création d'emplois pour les Autochtones et les femmes en général et la protection des aires récréatives et des ressources traditionnelles. L'étude de ces plans par l'Administration et d'autres organismes a été suspendue jusqu'à ce que soit confirmée la date du début de la deuxième étape de construction.

L'Administration a également reçu au cours de l'année financière la version finale du plan d'information, de consultation et de liaison préparé par la Foothills (South Yukon), ainsi que ses plans relatifs aux questions de logement et à la protection des ressources traditionnelles. En août 1982, l'Administration acceptait provisoirement le plan proposé par la compagnie concernant ses camps de travail.

Relations avec les Autochtones

En avril 1982, la Treaty 8 Tribal Association concluait avec l'Administration un contrat prévoyant la consultation des Autochtones du nord-est de la Colombie-Britannique sur diverses questions, dont le tracé qu'il était proposé de faire suivre au pipe-line dans la région et l'emplacement d'installations comme des stations de compression et des camps de travail. Une autre question abordée dans le cadre de ces consultations collectives fut celle des indemnités pour la perte de moyens de subsistance par suite du bouleversement des activités de piégeage, de chasse et de pêche que pourrait occasionner la construction du gazoduc.

Plusieurs rencontres ont eu lieu au cours de l'année entre les membres de la Treaty 8 Tribal Association, les représentants de la Foothills et le personnel de l'Administration. L'association a présenté un compte rendu provisoire de ses travaux à l'Administration en février 1983.

Jusqu'au moment de l'annonce, en avril 1982, du retard que prendrait l'exécution du projet, l'Administration avait mené des démarches auprès du conseil Kaska Dena—qui représente également des Indiens du nord-est de la Colombie-Britannique—pour qu'il lui soumette des propositions relatives à l'exécution de travaux du même genre.

Le report du projet mit également fin aux négociations entreprises avec l'Association des Indiens de l'Alberta au sujet d'une proposition concernant l'exé-

cution d'un relevé des modes traditionnels d'utilisation des ressources dans la région que doit traverser le gazoduc dans le nord de l'Alberta.

Le personnel du bureau de l'Administration à Vancouver a eu plusieurs rencontres durant l'année avec les directeurs des centres d'accueil de Fort Nelson et de Fort St. John. Le bureau du Yukon est demeuré en liaison avec le Bureau des revendications des Autochtones (BRA) et les négociateurs du gouvernement du Yukon afin de concevoir une formule visant la cession d'une servitude pour la partie du tracé du pipe-line qui pénètre dans les terres indiennes, une fois réglées les revendications territoriales des Indiens du Yukon. Les bonnes relations de travail avec le BRA, le conseil des Indiens du Yukon et les négociateurs du gouvernement du Yukon ont été maintenues et toutes les questions de droit de passage ayant trait aux revendications territoriales ont été résolues.

Le processus que la Foothills et l'Administration avaient établi l'an dernier pour réserver les terres du Yukon sous juridiction fédérale par notation a été utilisé comme moyen de concilier le besoin de terrains pour la construction du pipe-line et l'usage traditionnel qui est fait des terres par les Indiens du Yukon.

Coordination fédérale-provinciale-territoriale

Pendant toute l'année, l'Administration a continué de coordonner les consultations engagées avec divers organismes des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux concernant l'examen des plans socio-économiques et environnementaux. Pour la troisième saison de construction consécutive, le personnel du gouvernement de l'Alberta a travaillé à temps partiel avec les équipes de surveillance itinérantes de l'Administration.

Au cours de l'année financière, les membres du Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial (CCFPT), qui a été constitué aux termes de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, ont continué de tenir conférence tous les trimestres, le plus souvent par téléphone. Lors de la dernière réunion du Conseil pour 1982, tenue le 17 décembre au siège opérationnel de l'Administration à Calgary, les agents de cette dernière ont fait le point sur l'évolution du projet et informé les membres du Conseil des plans des promoteurs et des budgets prévus pour la nouvelle année.

Présidé par le directeur général de l'APN, le CCFPT est composé de hauts fonctionnaires de l'Administration et des gouvernements du Yukon, de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan. Son mandat est d'assurer une consultation permanente sur les questions intergouvernementales liées à la construction du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada. Des consultations bilatérales entre les fonctionnaires de l'Administration et les divers organismes provinciaux et territoriaux intéressés par le projet sont engagées quand la situation l'exige.

Conseils consultatifs régionaux

Les Conseils consultatifs du Yukon et du nord de la Colombie-Britannique ont tous deux poursuivi leurs activités durant l'année financière. Toutefois, à cause du retard du projet, les deux Conseils décidaient, à la fin de 1982, que pour l'avenir immédiat, ils ne se réuniraient qu'aux trimestres plutôt qu'à tous les mois comme c'était le cas jusque-là.

En août, le Conseil du nord de la Colombie-Britannique fermait son bureau de Fort Nelson, ne retenant les services que d'un employé à temps partiel. Parmi les faits saillants de l'année, mentionnons la rencontre qu'ont eue à Calgary en juillet 1982 les membres du Conseil et le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, le sénateur H.A. (Bud) Olson, pour discuter des questions relatives aux relations de travail, aux possibilités offertes à l'entreprise et aux transports.

En novembre, le gouverneur en conseil nomma trois nouveaux membres au sein du Conseil du nord de la Colombie-Britannique et renouvela pour deux ans le mandat de sept de ses membres initiaux, à compter du

L'honorable Mitchell Sharp, Directeur général de l'Administration, s'adressant aux invités lors d'une cérémonie organisée par la Northern Border Pipeline Co. de Bismarck (Dakota du Nord), le 5 octobre 1982, pour souligner l'achèvement et l'entrée en service de l'embranchement est du pipe-line.

27 septembre 1982. À la fin de l'année financière, le Conseil du nord de la Colombie-Britannique était en train d'élaborer une proposition prévoyant la formation de la main-d'œuvre locale aux métiers liés à la construction de pipe-lines.

Autres consultations

L'Administration a suivi l'évolution du projet aux États-Unis et est demeurée en liaison étroite avec son pendant américain, l'*Office of the Federal Inspector*, avec lequel elle a eu des rencontres officielles au mois de mai à Washington, et en octobre à Bismarck (Dakota du Nord). Le bureau de l'Administraiton au Yukon est également demeuré en contact toute l'année avec des représentants de l'État de l'Alaska.

En septembre, les hauts fonctionnaires de l'Administration accueillaient à Calgary des représentants d'une société d'État norvégienne, la *Stat Oil*, avec lesquels ils discutèrent des problèmes que pouvait poser la construction de pipe-lines à haute pression en eau profonde et sur terre, ainsi que des difficultés supplémentaires que comporte la construction de vastes installations dans le Grand Nord.

En septembre également, et toujours à Calgary, les hauts fonctionnaires de l'Administration rencontraient des représentants de la *Swedish National Inspectorate of Explosives and Flammables* pour discuter des dangers que peuvent présenter les conduits de transmission de gaz naturel a haute pression. La délégation suédoise rencontra également les représentants du groupe Foothills et de Nova, An Alberta Corporation, à Calgary, et ceux de la TransCanada PipeLines Ltd. à Toronto.

L'Administration fit également les arrangements nécessaires pour permettre à des cadres supérieurs du *Concrete and Silicate Laboratory* du *Technical Research Centre of Finland*, de rencontrer des représentants de la Commission d'énergie du Nord canadien afin d'échanger avec eux et d'observer l'exécution de travaux de construction en hiver dans l'Arctique canadien.

En février 1983, le personnel de l'Administration rencontrait le groupe d'étude Horte sur les coûts de construction de gazoduc pour examiner les questions relatives aux contrôles exercés par des organismes de réglementation et aux frais qu'ils occasionnent dans le cas des grandes canalisations. Le groupe d'étude a également rencontré les autres organismes de réglementation, ainsi que les représentants des compagnies responsables de la construction et de l'exploitation du gazoduc.

En octobre 1982, les cadres supérieurs de l'Administration ont assisté à une cérémonie organisée par la Northern Border Pipe-line Co. à Bismarck (Dakota du Nord) pour souligner l'achèvement de la construction de l'embranchement est du gazoduc de la route de l'Alaska et sa mise en service. Le directeur général de l'APN était du nombre de ceux qui ont pris la parole.

Le personnel des bureaux de Vancouver et de Whitehorse a continué de rencontrer individuellement ou par groupes les personnes vivant à proximité du tracé que doit suivre le pipeline dans le nord-est de la Colombie-Britannique et au Yukon et de fournir aux conseils consultatifs régionaux des données à jour sur l'évolution du projet.

Au cours de l'année, les fonctionnaires de l'Administration ont accepté diverses invitations à prendre la parole en public; ils se sont notamment adressés aux membres de diverses Chambres de commerce, aux participants à des conférences et à des groupes d'étudiants. Le Conference Board du Canada a consacré une partie de sa Conférence annuelle sur les perspectives économiques de l'Ouest, qui s'est tenue à Calgary au début de juin, au gazoduc de la route de l'Alaska. Le directeur adjoint de l'Administration responsable de la politique et des programmes, M. A. Barry Yates, a alors entretenu l'assemblée des retombées industrielles du projet pour le Canada.

Plan de recrutement et relations du travail

Le personnel de l'Administration a étudié avec les représentants du gouvernement territorial du Yukon et de la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada la version préliminaire (mars 1982) de la Partie II du plan de recrutement, qui porte sur la construction du tronçon yukonnais et l'exploitation de tout le réseau. Les résultats de cette étude ont été communiqués à la Foothills.

Le document préliminaire comprend le Plan d'égalité des chances, qui décrit les mesures que prendra la compagnie pour assurer la formation et le recrutement d'Autochtones et de femmes. Les plans que la compagnie avait déjà fait approuver à cet égard ont été appliqués avec succès en 1982, la proportion des travailleurs autochtones embauchés représentant en moyenne environ 6,5 et 5,5 p. 100 respectivement du nombre total de jours de travail consacrés à la construction du pipe-line proprement dit et à celle des ins-

tallations auxiliaires, ce qui correspond assez bien au pourcentage d'Autochtones dans la population des deux provinces. La proportion des femmes embauchées pour le projet en 1982 a été de 4,4 p. 100 pour le pipe-line et de 3,3 p. 100 pour les installations connexes.

La grève des métiers de construction en Saskatchewan, qui s'est prolongée du début de mai à la fin d'août 1982, a retardé l'achèvement de la construction des stations de compression de Piapot et de Richmound et des stations de compression et de comptage de Monchy. Cet arrêt de travail n'a pas retardé l'entrée en service de l'embranchement est qui a eu lieu, comme prévu, le 1er septembre 1982, grâce aux autorisations temporaires qui ont été accordées de contourner la station de Monchy avec un court segment de canalisation de la Nova et de faire le comptage du gaz à McNeil, en Alberta.

Transport et logistique

En octobre 1982, l'Administration informait la Foothills que le plan de transport et de logistique qu'elle avait présenté en mai était acceptable, mais elle en différait l'examen public en raison du retard annoncé dans les travaux de construction. La décision d'approuver officiellement ce document ne sera prise qu'une fois terminé cet examen public, et apportées les révisions qui pourraient en résulter.

Mise à l'essai, près de Standard (Alberta), d'un prototype sophistique d'enrobeuse à fonctionnement hydraulique et à commandes électroniques.

Le plan de transport et de logistique soumis par la Foothills en mai indique les routes et les moyens que la compagnie, pour des raisons de sécurité et d'efficacité, prévoit utiliser pour le transport des tuyaux, du matériel, d'équipement, du carburant et des travailleurs. Il décrit en outre brièvement les mesures que chacune de ses filiales prendra pour perturber le moins possible les services de transport régionaux.

Avec la coopération du gouvernement du Yukon et de Travaux publics Canada, l'Administration a parrainé une étude d'une durée de quatre mois sur la circulation le long de la route de l'Alaska pendant l'été de 1982. Des étudiants de niveau secondaire de l'endroit ont été embauchés pour recueillir de l'information sur le nombre et la destination des divers types de véhicules circulant sur la route de l'Alaska au Yukon. Comme cette route sera l'un des principaux itinéraires utilisés pour la livraison des tuyaux et du matériel devant servir à la construction du gazoduc au Yukon, l'étude visait à constituer une base de données à partir de laquelle il sera possible de mesurer l'augmentation imputable à l'exécution du projet de la circulation sur cette route et de la proportion de gros véhicules.

Exercice des pouvoirs de réglementation délégués fédéraux

Au cours de l'année, l'Administration a délivré un certain nombre de permis et d'autorisations conformément aux dispositions de la *Loi sur les eaux intérieures du Nord* et de la *Loi sur les terres territoriales* dont l'application, aux fins de la construction du pipe-line, a été confiée au ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

Au Yukon, un permis d'utilisation de terres a été délivré à la Foothills pour lui permettre de procéder à des études géotechniques. Plusieurs permis d'utilisation de terres ont été modifiés ou prorogés pour permettre à la compagnie de terminer ses travaux d'observation météorologiques et ses études sur les eaux souterraines et de poursuivre les travaux entrepris aux installations d'essais de Quill Creek.

Le contrôle des permis a été effectué par un agent de l'Administration en poste à Whitehorse, qui a effec-

tué des inspections sur le terrain pour s'assurer qu'on en respectait les dispositions.

Les discussions déjà entreprises avec le gouvernement territorial du Yukon et le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien en vue de définir les modalités de l'octroi à la Foothills (South Yukon) d'un droit de passage sur des terres de la Couronne pour les fins de la construction du pipe-line se sont poursuivies. À la fin de l'année, une version finale de l'accord relatif à l'octroi de ce droit de passage avait été rédigée et approuvée par toutes les parties intéressées.

Vers la fin de l'année également, l'Administration présentait au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien un certain nombre de demandes de réservation temporaire de terres de la Couronne au Yukon; ces terres sont destinées aux camps de travail, aux installations d'entreposage, aux sites d'enfouissement, etc., pendant la construction du pipe-line.

Surveillance sur le terrain

Une équipe de quatre agents de surveillance représentant l'Administration du pipe-line du Nord a été détachée à Beiseker (Alberta) à 58,5 km (35 mi) au nord-est de Calgary, pour surveiller les activités de construction de l'embranchement est au moment où les travaux ont repris dans cette province en mars 1982. L'activité atteignit son rythme maximal au début d'avril avec le début des travaux de soudage, d'enrobage et de mise en fouille des tuyaux sur quatre segments couvrant une distance totale de 207 km (128,5 mi). On commença également l'installation à Jenner d'un second compresseur actionné à l'électricité. On a en outre repris des travaux amorcés l'année précédente en ce qui concerne l'assemblage des valves de la canalisation principale et la mise en place des installations de croisement reliant l'embranchement est en Alberta à un segment parallèle du pipe-line appartenant à la Nova.

L'agent de surveillance principal de l'Administration venant inspecter sur place le déroulement des travaux de construction de l'embranchement est en 1982.

Le contracteur de la Foothills en Alberta, la Marine Pipeline Construction of Canada Ltd. a entrepris la construction d'un segment de 62 km (39 mi) s'étendant vers l'est, d'un point situé près de Rosebud jusqu'à Gem. En juin, la Marine commença la construction d'un autre segment en direction ouest à partir de la région de Rosebud jusqu'à Hicklon Lake. L'exécution des travaux par étapes successives était nécessaire car, autrement, les conditions créées par le dégel du printemps et la fermeture des routes par le gouvernement auraient entravé la construction.

Ces travaux sur la canalisation principale prirent fin le 23 août et le bureau de surveillance établi à Beiseker fut fermé quelques jours plus tard.

Comme nous l'avons déjà mentionné, la poursuite en 1982 des travaux de construction de trois stations de compression et d'une station de comptage en Saskatchewan fut retardée de plusieurs mois par une grève des métiers de la construction, mais les travaux reprirent en septembre. Un bureau de surveillance établi à Medicine Hat fut fermé vers la fin d'octobre, mais deux agents de surveillance restèrent sur place pour surveiller la construction des stations de compression.

Au 31 mars, la construction des stations de compression était pratiquement terminée et les deux agents de surveillance restés sur place furent rappelés.

Pendant la saison de construction de 1982, comme par les années précédentes, les bureaux de surveillance sur le terrain transmirent par photocopieur des rapports quotidiens au bureau principal de l'Administration à Calgary qui versait ces éléments d'information dans une banque de données informatisées. À mesure que progressait l'activité de construction, la nature du rapport quotidien fut raffinée de façon à fournir à l'APN, à l'Office national de l'énergie et au gouvernement de l'Alberta un compte rendu permanent de l'évolution des travaux.

Surveillance de l'environnement

Au début de 1982, l'Administration retenait les services d'un conseiller en archéologie afin de pouvoir mieux reconnaître les lieux archéologiques et en assurer la surveillance. Grâce à la liaison établie avec le Centre culturel de l'Alberta et la Division de la gestion du patrimoine de la province de la Saskatchewan, les lieux archéologiques situés le long de l'embranchement est ont pu être efficacement protégés pendant la saison de construction de 1982. Les connaissances de ce spécialiste en matière d'évaluation des incidences de l'exploitation des ressources sur les modes de vie traditionnels et les pratiques courantes d'utilisation des terres ont aussi été mises à profit dans l'évaluation des plans et rapports socio-économiques présentés par la Foothills à l'égard des questions d'ordre archéologique et culturel.

Au printemps de 1982, l'équipe d'environnementalistes de l'Administration entreprit une tournée d'inspection dans le cadre d'un plan de vérification des parties terminées de l'emprise du pipe-line, élaboré dans les mois précédents en vue d'assurer le respect continuel des modalités écologiques. Le groupe effectua divers contrôles concernant le succès des méthodes de regénération de la végétation et de contrôle de l'érosion, la protection de la faune aquatique et terrestre, la stabilité des pentes et la qualité de l'eau.

Les environnementalistes de l'Administration entreprirent également l'analyse et l'interprétation des données d'observation de la faune recueillies par les agents de surveillance pendant les saisons de construction de 1981 et 1982.

Travaux techniques

Au début de l'année financière, le fonctionnaire désigné avait accordé toutes les autorisations techniques requises par la Foothills pour entreprendre la construction des derniers 207 km (129 mi) de la canalisation principale de l'embranchement est en Alberta. Le contracteur de la Foothills, la Marine Pipeline Construction of Canada Ltd., avait entrepris vers la fin de mars la construction d'un segment de 62 km (39 mi) s'étendant vers l'est de Jenner jusqu'à la rivière Saskatchewan-Sud. La Marine avait également obtenu le contrat de fabrication et d'installation des soupapes réparties à intervalles de 32 km (20 mi) le long de l'embranchement est, y compris les segments construits en 1981 en Saskatchewan et en Alberta.

Le programme de la Foothills en Alberta comprenait en outre l'installation à Jenner d'un second compresseur, actionné à l'électricité. (Le premier compresseur, une turbine actionnée au gaz, fut installé en 1981.)

Pendant l'année, la Foothills soumit à l'examen de l'Administration un certain nombre de nouveaux documents techniques ainsi que les révisions apportées à des documents et à des plans soumis ou approuvés antérieurement. Sur l'ensemble des documents présentés pour approbation, 25 concernaient les croquis détaillés, 7 avaient trait aux méthodes de soudage, 17 concernaient les essais hydrostatiques du pipe-line et

des stations de compression et de comptage et 13 autres avaient trait aux procédures et au calendrier d'inspection des travaux de construction. Ces documents supplémentaires furent tous subséquemment approuvés par le fonctionnaire désigné. Le personnel de l'Administration surveilla tous les essais hydrostatiques du gazoduc pour s'assurer qu'ils étaient conformes aux exigences de l'Office national de l'énergie et de l'Administration et aux pratiques et méthodes établies.

L'installation des soupapes par la Marine Pipeline se termina au même moment que la construction de la canalisation principale en Alberta. Le 25 août, l'ONE accordait l'autorisation d'ouvrir le dernier segment de l'embranchement est et la première station de compression de Jenner.

Le programme de construction de l'embranchement est pour 1982, en Saskatchewan, prévoyait l'installation de soupapes, l'achèvement des stations de compression de Piapot et de Monchy et de la station de comptage de Monchy, ainsi que le début des travaux de construction d'une autre station de compression à Richmound.

Comme nous l'avons déjà mentionné, la grève déclenchée par les travailleurs des métiers de la construction en Saskatchewan au début de mai a longuement interrompu les travaux sur tous les chantiers de construction de stations de compression et de comptage dans cette province. Il a donc été impossible d'en terminer la construction pour le 1er septembre, date à laquelle l'embranchement est devait entrer complètement en service. La grève obligea la Foothills à installer une canalisation temporaire pour contourner les stations de compression et de comptage de Monchy afin que le gaz puisse commencer à être acheminé vers les États-Unis à la date prévue. La Foothills a dû, en outre, installer d'autres raccordements avec le pipe-line de la Nova, qui suit un tracé parallèle, pour pouvoir utiliser sa station de compression et sa station de comptage de McNeil près de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan pour mesurer le débit du gaz exporté par l'embranchement est. Après que les ingénieurs de l'Administration eurent examiné les critères et les plans détaillés de ces modifications au projet, le fonctionnaire désigné accorda les autorisations nécessaires pour que le travail puisse se poursuivre selon le calendrier. La construction des stations de compression et de comptage reprit après la greve, qui se termina à la fin d'août 1982.

Pendant le reste de l'année financière, les travaux de construction progressèrent rondement en Saskatchewan, quoiqu'il a été nécessaire de réviser les calendriers pour tenir compte des effets de la grève et de la rigueur inhabituelle de l'hiver. Le personnel de l'Administration assista à tous les essais hydrostatiques effectués aux stations non encore achevées à mesure que progressaient les travaux de construction. L'autorisation d'ouvrir la station de comptage de Monchy fut accordée le 24 novembre, ce qui permit d'isoler et de débrancher la conduite de dérivation temporaire. (Cette conduite fut enlevée et récupérée pendant l'été de 1983.) L'autorisation d'ouvrir la station de Piapot fut accordée le 26 janvier 1983 et il en fut de même pour la station de compression de Monchy le 16 février. (L'autorisation d'ouvrir la station de Richmound fut accordée le 9 mai 1983.)

Pendant l'année, les ingénieurs de l'Administration terminèrent également l'examen des critères spécifiques de conception formulés par la Foothills pour surmonter le problème d'affouillement qui pourrait se présenter en ce qui concerne les ouvrages de franchissement de cours d'eau du sud du Yukon. Le personnel de l'Administration s'est également tenu au courant des activités du Cold Regions Engineering Technical Committee, institué par l'Office of the Federal Inspector des États-Unis pour conseiller l'inspecteur fédéral sur les questions relatives au soulèvement du sol dû au gel et à d'autres problèmes particuliers aux régions froides.

Station d'essais de Quill Creek

Pendant l'année, c'est la Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd. qui poursuivit la surveillance de toutes les installations d'essais de la station de Quill Creek. Le nombre des employés de la compagnie affectés à cette station fut réduit quand les installations de campement des environs furent fermées et déménagées. Les données provenant des installations d'essais continuent d'être recueillies automatiquement par des appareils électroniques de télé-enregistrement et au moyen de relevés manuels effectués périodiquement par des employés de la Foothills venant de Whitehorse et de Calgary. Des interruptions mineures sont survenues dans la collecte des données par suite de pannes attribuables à la foudre et à d'autres incidents techniques temporaires.

Maximisation de la stabilité des tuyaux en terrain mouvant

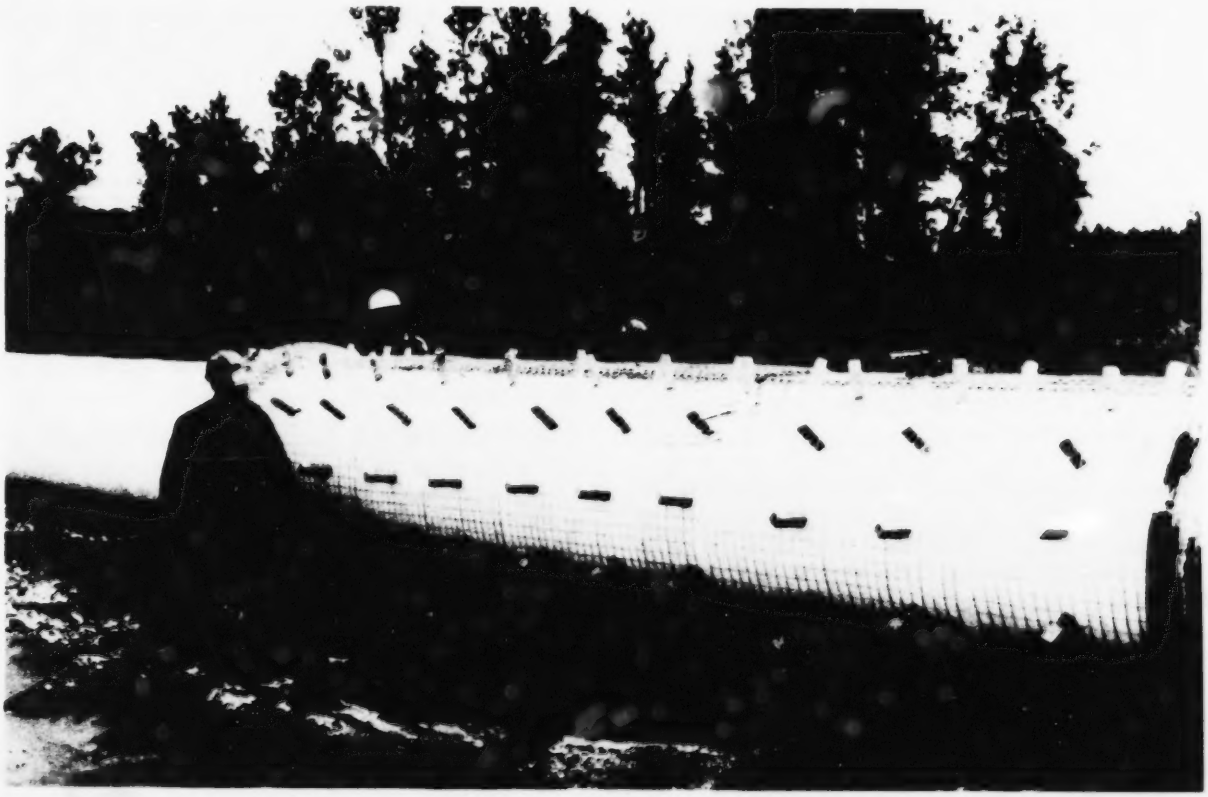
Le personnel de l'administration a poursui l'examen des concepts et critères établis par la Foothills et ses experts-conseils en vue de maximiser la stabilité du

pipe-line dans les zones du sud du Yukon pouvant présenter des problèmes sur ce plan, entre autres, des problèmes de soulèvement et d'affaissement du sol dans les zones de pergélisol discontinu, des problèmes de déplacement de terrain et de liquéfaction du sol par suite de secousses telluriques dans les quelques zones d'activité sismique par où doit passer le pipe-line et des problèmes de stabilisation du pipe-line le long de divers types d'escarpements.

Il avait été prévu, dès le départ, que le gaz en provenance de la baie Prudhoe serait maintenu au-dessous du point de congélation lorsqu'il passerait par le gazoduc en Alaska. La Foothills avait d'abord proposé de maintenir le gaz à l'état réfrigéré jusqu'à ce qu'il atteigne la première station de compression au Yukon, qui doit être construite à un point situé à environ 65 km (39 mi) de la frontière de l'Alaska. Vers la fin de 1981, toutefois, la Foothills décidait qu'il serait préférable de maintenir le gaz à l'état réfrigéré jusqu'à ce qu'il arrive à la deuxièmre station de compression du territoire, qu'il est proposé de construire à un endroit situé à environ 214 km (133 mi) de la frontière de l'Alaska. À la fin de l'année, cependant, la compagnie n'avait toujours pas présenté à l'Administration de rapport indiquant les incidences de ce changement sur les plans relatifs à la stabilité du pipe-line, particulièrement en ce qui concerne les problèmes de soulèvement dû au gel et d'affaissement dû au dégel.

L'Administration n'a pas reçu non plus les résultats des études géotechniques supplémentaires nécessaires pour compléter l'analyse. Par suite de l'annonce en avril 1982 du report de l'échéance du projet, la Foothills a considérablement réduit ses programmes de forage et d'essais sur le terrain.

Les travaux géotechniques ont été limités par la suite aux parties du tracé où de légères déviations étaient envisagées afin de mieux situer le passage des chemins et des endroits où le pipe-line franchira des cours d'eau. Au cours de l'automne, la Foothills a également installé à sa nouvelle station d'essais du lac Marsh des appareils de mesure du soulèvement de la couche active du sol. L'objet des études effectuées à cette station est de mesurer le degré de soulèvement du sol par le gel qui se produit dans la couche active de la croûte terrestre pendant et après le regel du sol et d'évaluer les diverses méthodes de mesure de la poussée de gel verticale.



Des equipes de construction enrobent un tuyau d'un treillis metallique avant de le recouvrir de ciment.

Comité d'évaluations environnementales pour le Yukon

Dans un rapport final présenté au ministre de l'Environnement en octobre 1982, le Comité fédéral d'évaluations environnementales chargé d'étudier les implications de la construction du gazoduc de la route de l'Alaska s'est dit «convaincu que la Foothills a fait la preuve de ses capacités de réaliser le projet sans créer de bouleversements écologiques majeurs et en assurant la protection des ressources halieutiques et fauniques le long du trace du gazoduc». Le Comite a ajouté que la compagnie et les organismes de réglementation compétents, notamment l'Administration du pipe-line du Nord, avaient «une bonne compréhension des problèmes d'ordre physique et biologique et des solutions qui peuvent y être apportées». Ce rapport fait suite à des audiences tenues en juin 1982 à Whitehorse (Yukon); il s'agissait là de la troisième série d'audiences à être tenue depuis 1979 sur les plans environnementaux de la Foothills pour le gazoduc.

Le Comite a constate qu'il faudrait pousser davantage les travaux de recherche et de développement dans certains domaines, particulièrement en ce qui concerne les questions géotechniques. Il recommande de poursuivre les études sur le soulèvement dû au gel et l'affaissement dû au dégel du sol dans les zones de pergélisol discontinu afin d'assurer la stabilité et la sécurité de la canalisation.

Le Comite conclut également à la nécessité de poursuivre l'examen de la faisabilité technique du franchissement du lac Kluane, des plans de franchissement des cours d'eau et des méthodes de régénération de la végétation et de contrôle de l'érosion. Le rapport donne en outre une liste des documents que devrait préparer la Foothills, dont un plan sur la localisation, l'exploitation et la restauration de carrières (sable et gravier) et un rapport sur les zones où les oiseaux aquatiques risquent d'être dérangés.

Le Comite a approuvé les tracés proposés par la compagnie dans la région Marsh Lakes-Michie Squanga au sud-est de Whitehorse et la région de la vallée Rancheria près de la frontière de la Colombie-Britannique, ainsi que le choix de l'emplacement au lac Kluane. Comme nous l'avons déjà mentionné, le Comité d'évaluations environnementales a soulevé dans un rapport précédent des questions, concernant le passage du gazoduc par la région du défilé Ibex à l'ouest et au sud de Whitehorse, qui ont donné lieu à une étude plus approfondie par le gouvernement territorial du Yukon et l'Administration. Il est donné plus de précisions à ce sujet dans la section suivante.

Mise en place du second compresseur actionné à l'électricité de la station de compression de Jenner, en Alberta.

Établissement du tracé du pipe-line à travers le Yukon

La question la plus controversée en ce qui concerne le tracé du pipe-line au Yukon a été soulevée par le Comité d'évaluations environnementales dans son rapport de juillet 1981. Elle a trait à la proposition de la Foothills de faire passer le pipe-line par le défilé Ibex, à l'ouest et au sud de Whitehorse.

Le Comite a conclu que la construction proprement dite du pipe-line n'aurait pas d'incidences écologiques trop graves, mais il a exprimé la crainte que des dommages permanents puissent être causés à l'environnement du fait que le tracé du pipe-line et ses voies d'accès rendraient cette région beaucoup plus facilement accessible à la population. Le Comité a également dit craindre que le choix du défilé Ibex n'exclue les autres lieux possibles de raccordement de la canalisation principale avec le tronçon latéral de Dempster (pour accéder aux réserves de gaz canadiennes du delta du Mackenzie).

Pour trouver une solution aux problèmes que le Comite associait à un plus grand accès de la popula-

tion à la région d'Ibex, le gouvernement territorial du Yukon et l'Administration du pipe-line du Nord financèrent conjointement l'exécution par un expert-conseil indépendant d'une étude des solutions qui pourraient être envisagées pour préserver l'environnement de la région, peu importe que l'on y fasse ou non passer le pipe-line.

Au début de 1983, après examen du rapport de l'expert-conseil, le gouvernement du Yukon annonçait son intention de faire du défilé Ibex une Zone d'aménagement spéciale, afin de protéger cette région et la faune qui l'habite, et donnait son accord à la proposition de faire passer le pipe-line par le défilé. Le Conseil consultatif du Yukon avait déjà indiqué son intention d'approuver le projet à condition que soient prises, pour limiter l'accès du public à la région, des mesures spéciales semblables à celles que suggérait le gouvernement territorial du Yukon.

Le 1er mars 1983, le sénateur Olson annonçait l'approbation par le fonctionnaire désigné du tracé définitif du segment de 830 km (515 mi) du pipe-line qui traversera le Yukon, y compris son passage par le défilé Ibex. Le ministre déclara également que les fonctionnaires de l'Administration en étaient arrivés à la conclusion que le passage du pipe-line par le défilé Ibex ne limiterait pas les possibilités envisagées en ce qui concerne le point de raccordement du tronçon latéral de Dempster avec la canalisation principale.

Méthodes de contrôle des dépenses

Tout au long de l'année, l'Administration a travaillé en étroite collaboration avec l'Office national de l'énergie à l'examen des prévisions de dépenses d'immobilisations établies par la Foothills en fonction des plans définitifs de la première étape de construction du pipe-line. Ces devis estimatifs furent plus tard étudiés lors d'une audience publique tenue à Ottawa, après quoi l'ONE rendit sa décision concernant les dépenses admissibles pour les fins du calcul du taux de rendement incitatif. Suivant cette formule d'encouragement, les compagnies pétrolières peuvent obtenir un rendement plus élevé que la normale sur leurs investissements dans le projet si les coûts réels sont inférieurs aux dépenses approuvées par l'ONE, mais plus faible si c'est l'inverse qui se produit.

Une fois terminée la construction d'une partie du pipe-line, les dépenses d'immobilisations réelles sont soumises à une vérification, puis examinées de nouveau à une audience publique afin de déterminer si elles ont été engagées judicieusement et peuvent, par conséquent, être prises en compte dans le taux de base d'une compagnie.

À la fin de juin et au début de juillet, 1982, l'Office national de l'énergie a tenu une audience à Ottawa afin d'examiner les documents présentés par la Foothills sur un certain nombre de questions non encore réglées.

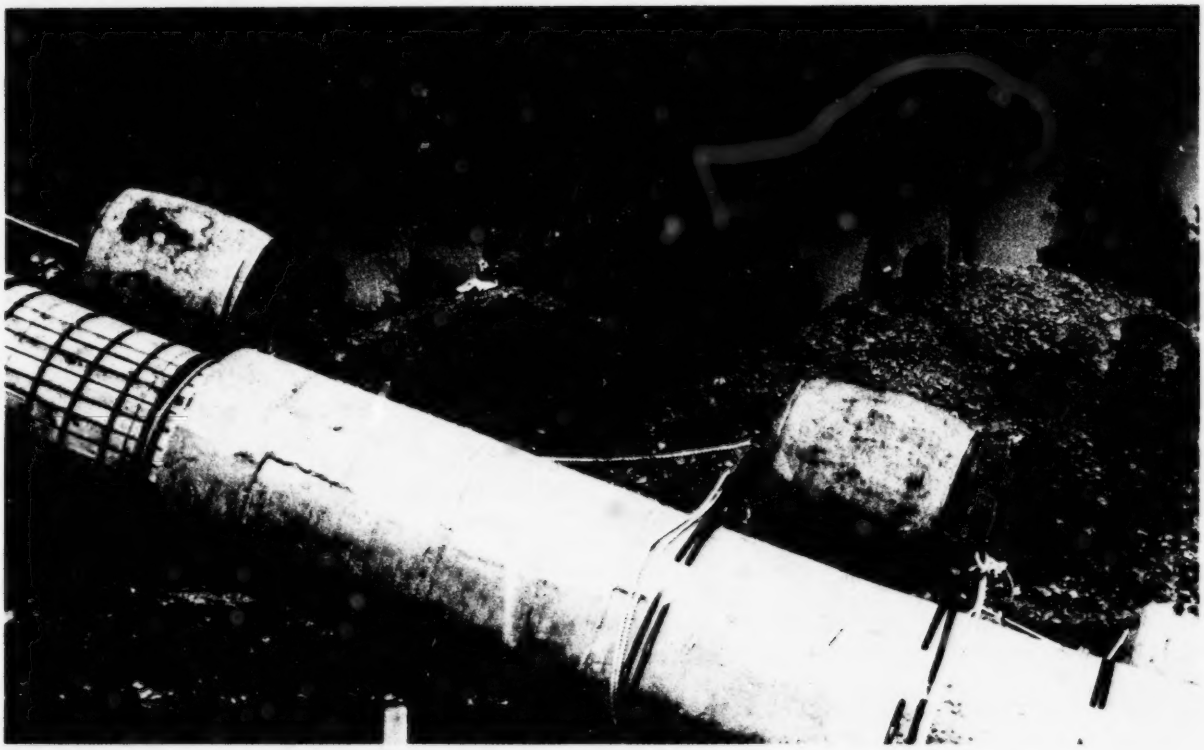
On en a aussi profité pour déterminer l'acceptabilité des dépenses de construction réelles engagées antérieurement, et pour examiner certaines révisions que la Foothills avait proposé d'apporter aux prévisions de dépenses établies en fonction des plans définitifs pour l'embranchement est afin de tenir compte des changements intervenus dans les plans de conception et d'exécution depuis la présentation du devis estimatif original de l'embranchement est. Ces changements comprenaient l'installation d'une série de coudes de croisement pour relier l'embranchement est au réseau de distribution de la Nova, entre la rivière James et la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, et la construction d'une station de compression à Richmound en Saskatchewan.

Dans sa décision d'août 1982, l'Office approuva le bilan des dépenses réelles présenté pour le segment albertain de l'embranchement est, qui s'élevait à 93 080 000 $, mais réduisit de 110 000 $ le bilan de 81 862 000 $ présenté pour le segment du sud de la Colombie-Britannique. L'Office a par ailleurs réduit de 2 380 000 $ le devis estimatif révisé qu'avait présenté la Foothills suite aux changements intervenus dans les plans de conception et d'exécution de l'embranchement est. La décision de l'ONE concluait que certaines des installations de raccordement qu'il était proposé de construire en Saskatchewan n'étaient pas nécessaires pour la première étape du projet et que le montant réclamé par la compagnie au titre des improndérables était excessif.

Questions relatives au droit de passage

Plans, profils et livres de renvoi

Au début de 1983, le personnel de l'Administration a examiné et approuvé les plans, profils et livres de renvoi pour le Yukon, ainsi que pour la «partie de la rivière Swift» du tracé du pipe-line, située dans le nord de la Colombie-Britannique. L'Administration a aussi reçu et



Des flotteurs sont fixés à la canalisation pour la maintenir à flot pendant le passage d'un important cours d'eau à travers lequel elle sera tirée.

approuvé les plans, profils et livres de renvoi pour un segment de 56,5 km (35,2 mi) de la canalisation principale allant de James River Junction à Rocky Mountain House, en Alberta. En ce qui concerne la Saskatchewan, l'Administration a reçu et approuvé les plans, profils et livres de renvoi de la déviation temporaire de Monchy.

Croisements du pipe-line

Le personnel de l'Administration a examiné et approuvé un certain nombre de demandes présentées par les compagnies du groupe Foothills concernant le croisement par l'embranchement est de diverses routes et installations de services publics en Alberta et en Saskatchewan, ainsi que deux demandes faites par d'autres compagnies désirant croiser le pipe-line de la Foothills dans les deux provinces. En outre, l'Administration a fait des recommandations à l'Office national de l'énergie au sujet des demandes formulées par d'autres compagnies concernant le croisement du réseau de la Foothills dans les régions relevant de l'autorité de l'Office.

Le personnel de l'Administration a aussi coordonné l'octroi d'un certain nombre d'autorisations, venant d'autres autorités fédérales, de croiser le pipe-line pendant la saison de construction de 1982. Le ministère des Transports a rendu deux ordonnances autorisant le croisement de voies navigables en Alberta et le Comité des transports par chemin de fer de la Commission canadienne des transports a délivré des ordonnances autorisant le croisement de quatre voies ferrées en Alberta.

La Commission de la frontière internationale a également approuvé le croisement temporaire par le pipeline de la frontière canado-américaine à Monchy en Saskatchewan, en vertu de la *Loi sur la Commission de la frontière internationale*.

Intérêts des propriétaires terriens

Le personnel de l'Administration a continué de suivre de près les efforts faits par les compagnies du groupe Foothills pour terminer la négociation des ententes d'indemnisation, et de s'occuper des autres intérêts des propriétaires de terrains situés le long des segments terminés du pipe-line en Alberta, en Saskatchewan et dans le sud-est de la Colombie-Britannique.

À la fin de l'année, la négociation des ententes d'indemnisation était terminée partout, sauf dans le sud-est de la Colombie-Britannique où il en reste quelques-unes à régler.

Des grues latéralés descendent le pipe-line dans le lit d'une rivière pendant la construction de l'embranchement est.

Autorisations de prendre des terres supplémentaires

Aux termes d'une audience tenue à Rocky Mountain House (Alberta) en novembre 1981, le fonctionnaire désigné délivrait un certain nombre d'ordonnances autorisant la Foothills à acquérir des terres supplémentaires pour les besoins de la construction, de l'entretien et de l'exploitation du pipe-line le long d'un segment de 56,6 km (35,2 mi) de la canalisation principale au nord de Caroline, en Alberta. Par la suite, deux propriétaires terriens en appelèrent une de ces ordonnances du fonctionnaire désigné devant la Cour d'appel fédérale, mais leur appel fut rejeté à la suite d'une audience tenue à Edmonton en octobre 1982.

Une partie des terres réclamées par la Foothills consistait en des aires de travail temporaires requises pour les besoins de la construction seulement, et les ordonnances stipulaient que l'utilisation de ces terres prendrait fin le 31 décembre 1983. Comme la construction de ce segment a ensuite été retardée, le maintien de cette échéance aurait eu pour effet de priver la Foothills de ces aires de travail temporaires. Au milieu du mois de novembre 1982, la compagnie demanda que les dates d'expiration du délai d'utilisation des aires de travail temporaires soient reportées à la fin d'une période de deux ans suivant la date où serait accordée l'autorisation de commencer la construction.

Plus tard, la Foothills informa les propriétaires terriens concernés des motifs de cette nouvelle requête et, en janvier 1983, des agents de l'Administration rencontrèrent certains de ceux-ci pour discuter de la nouvelle proposition de la compagnie, après quoi, aucun autre mémoire n'ayant été présenté, le fonctionnaire désigné délivra des ordonnances modificatives autorisant l'utilisation des aires de travail temporaires pendant une période de deux ans à partir de la date où serait accordée l'autorisation de commencer la construction du pipe-line dans la région où sont situées les terres en question.

Audiences concernant le tracé

Suite à la délivrance aux propriétaires terriens du Yukon et de la région de la rivière Swift, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, du Landowners' Information Booklet (Livret d'information des propriétaires)

Des équipes de construction se préparent à descendre le pipe-line dans le lit d'une rivière pendant la construction de l'embranchement est.

en décembre 1980 et en janvier 1981, trois concessionnaires de mines de quartz se sont opposés à la proposition de faire passer le pipe-line par la région du défilé Ibex au Yukon.

Le fonctionnaire désigné de l'Administration entendit les arguments des concessionnaires et de la Foothills au milieu du mois de février 1983 et rendit, avant la fin du mois, trois ordonnances déterminant le tracé du pipe-line à travers les concessions minières. La Foothills conclut plus tard avec un des concessionnaires une entente prévoyant une légère modification du tracé et le fonctionnaire désigné avalisa cette entente.

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 12 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe A le rapport du Vérificateur général pour la période se terminant le 31 mars 1983.

Le budget de fonctionnement de l'Administration pour 1982-1983 s'élevait à 9,5 millions de dollars. Les dépenses réelles ont été de 6,7 millions, soit 2,8 millions de moins que la somme approuvée par le Parlement. Le nombre d'années-personnes autorisées pour 1982-1983 était de 134, mais il n'en a été utilisé que 90. Ces écarts sont attribuables à la décision de retarder encore la construction des tronçons nord du gazoduc de la route de l'Alaska et à la réduction des activités de planification de la Foothills et, par conséquent, de celles de l'Administration.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipeline remboursera les frais supportés par l'Administration conformément aux règlements établis en vertu du paragraphe 46.1(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, les sommes recouvrées ont totalisé 7,5 millions de dollars. De ce montant, 6,9 millions ont été remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, cette somme représentant le solde non recouvré de l'année financière précédente et une partie des dépenses de l'Administration en 1982-1983. La somme additionnelle de 600 000 $ provient des ministères et organismes fédéraux auprès desquels certains employés de l'APN ont été détachés par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration, entreprise au début de l'année financière en raison du nouveau report de la deuxième étape de construction du gazoduc. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

Plan des langues officielles

Bien que l'Administration du pipe-line du Nord soit désignée comme un employeur distinct à la partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique* et ne soit pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la Fonction publique*, elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et se conforme autant que possible aux dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

L'Administration répond aux demandes de renseignements en anglais et en français, selon le désir de l'intéressé, et met à la disposition du public des publications dans les deux langues officielles. À Ottawa, les employés, dont 43 p. 100 sont de langue maternelle française, peuvent travailler et recevoir des services dans la langue de leur choix. Eu égard au principe du mérite, l'Administration fait de son mieux pour équilibrer la représentativité des deux groupes linguistiques; par exemple, elle fait annoncer des concours dans les journaux des minorités de langue officielle. À Calgary, la langue de travail est l'anglais, mais l'Administration fait en sorte qu'au moins deux membres du personnel, un agent et un employé de soutien, puissent fournir des services en français à la population.

Cette politique est énoncée dans le plan des langues officielles de l'Administration et son application fait l'objet d'une évaluation annuelle.

Toutes les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 593-7466 ou écrire au bureau de l'administration centrale, dont l'adresse figure à l'annexe D.

Le Point

Coup d'œil rétrospectif du Directeur général, Mitchell Sharp, sur les cinq premières années

La première étape de construction du gazoduc de la route de l'Alaska étant maintenant achevée et la seconde étape, celle de la construction des tronçons nord, de nouveau retardée, le moment semble indiqué de passer brièvement en revue les activités de l'Administration du pipe-line du Nord en regard du mandat que lui attribue la *Loi sur le pipe-line du Nord*, particulièrement à titre de principal organisme de réglementation du projet au niveau fédéral.

Les conditions fondamentales de la réalisation conjointe du projet au Canada et aux États-Unis ont été définies dans l'accord que les gouvernements des deux pays ont signé en septembre 1977, après des années d'études.

La *Loi sur le pipe-line du Nord*, qui est entrée en vigueur en avril 1978, a été adoptée en vue de garantir l'exécution des conditions de l'accord canado-américain, et c'est en vertu de cette Loi qu'a été constituée l'Administration du pipe-line du Nord, dont le mandat principal est de contribuer à la réalisation des objectifs fixés par le gouvernement et le Parlement à l'égard de la participation canadienne au projet.

Avec le passage du temps, on oublie parfois les circonstances qui ont mené a la formulation de ces objectifs et à la création de l'Administration, qui a reçu pour mission de tout mettre en œuvre afin qu'ils soient réalisés. Il importe, par conséquent, de se rappeler que les dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord* ont été conçues dans une très large mesure en vue d'éviter une répétition des déboires qui avaient marqué la construction du pipe-line de 800 milles de l'Alyeska entre la baie Prudhoe, sur le versant nord de l'Alaska, et le port de Valdez, sur la côte sud de l'État dans les années 1970. Les travaux de recherche et de planification nécessaires pour cerner et résoudre les problèmes techniques majeurs de conception et de construction du pipe-line et minimiser ses répercussions sur l'environnement n'avaient alors pas été suffisamment poussés. La société promotrice et les gouvernements avaient négligé de prendre des mesures pour éviter que l'infrastructure sociale fragile de l'Alaska ne soit perturbée par l'arrivée massive de travailleurs associés au projet; il n'avait pas été suffisamment tenu compte des intérêts des populations autochtones dans la planification initiale du projet, et le manque de coordination entre les nombreux ministères et organismes concernés des gouvernements fédéral et alaskain avait occasionné des retards et semé la confusion. La volonté exprimée partout au pays que tout soit mis en œuvre pour que la construction d'un gazoduc a travers le Canada ne soit pas une répétition de ces déboires a trouvé écho dans des rapports comme ceux des commissions Berger, Lysyk et Hill et de l'Office national de l'énergie et, bien sûr, dans les débats qui ont eu lieu sur la question au Parlement.

En plus de prévoir des dispositions visant a assurer le respect des conditions de l'accord bilateral conclu avec les Etats-Unis, la *Loi sur le pipe-line du Nord* énonce deux objectifs fondamentaux en ce qui concerne l'exécution du projet au Canada. Le premier est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line, et le second de faire en sorte que les travaux soient planifiés et exécutés de façon a éviter ou a minimiser toute répercussion fâcheuse sur le milieu social et l'environnement tout en maximisant les retombées économiques du projet pour la région et l'ensemble du pays. La Loi dispose en outre qu'il doit être accordé une attention particulière aux personnes vivant a proximité du pipe-line, particulièrement les populations autochtones.

En faisant de l'Administration du pipe-line du Nord l'organe principal d'exécution de ces deux objectifs fondamentaux au niveau fédéral, le Parlement tentait une expérience unique que de nombreux groupes

avaient préconisée comme solution pour éviter que ne se répètent les situations fâcheuses qui avaient caractérisé la construction de l'oléoduc de l'Alaska, quand viendrait le temps de construire un gazoduc de 2 000 milles de long entre la frontière du Yukon et de l'Alaska et la frontière canado-américaine.

L'Administration du pipe-line du Nord a été créée essentiellement comme organisme centralisateur, par l'intermédiaire duquel les autorités fédérales concernées par le projet pourraient traiter avec le promoteur canadien, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., les gouvernements provinciaux et territoriaux intéressés et les autorités américaines responsables de la planification et de la construction du pipe-line. (Il y a cependant certains domaines où l'Office national de l'énergie conserve d'importantes responsabilités, par exemple la détermination des droits et tarifs admissibles.)

Je dois reconnaître que l'Administration n'a pas encore pu justifier sa raison d'être fondamentale, qui est de résoudre les grands problèmes d'ordre social, environnemental, économique et technique que présente la construction du pipe-line dans le Grand Nord, car celle-ci n'a pas encore débuté. Seul l'avenir nous dira si nous nous sommes bien préparés. Néanmoins, l'Administration a acquis une vaste expérience au cours des cinq dernières années en supervisant non seulement la planification de tout le projet jusqu'à ce jour, mais aussi la construciton de la première partie du réseau au Canada, entreprise qui a nécessité des investissements de près d'un milliard de dollars. D'après cette expérience, je crois que le Parlement a agi judicieusement en faisant de l'Administration du pipe-line du Nord le principal organisme fédéral de réglementation de ce projet colossal et complexe qui influe sur la vie de tant de personnes.

Pour lui permettre de s'acquitter des nombreuses fonctions que comporte son mandat, l'Administration a été dotée d'un effectif constitué de nombreux spécialistes, notamment d'ingénieurs spécialisés dans la construction de pipe-lines et l'exécution d'études géotechniques, de spécialistes de la négociation de droits de passage et de l'établissement d'échéanciers, d'un biologiste des pêches, d'un hydrologiste et d'autres spécialistes des sciences de l'environnement, d'agents spécialisés dans la surveillance des aspects écologiques et techniques des travaux de construction, de comptables et d'autres employés spécialisés dans des domaines comme les problèmes socio-économiques, la logistique, les communications, le recrutement de la main-d'œuvre, les relations de travail et les contrats d'approvisionnement. Bien que le fonctionnement de l'Administration soit semblable à bien des égards à celui d'un ministère, le fait d'être considéré comme un employeur distinct lui simplifie grandement la tâche de recruter le personnel spécialisé dont elle a besoin.

Comme je l'ai déjà mentionné, un des principaux objectifs énoncés dans la *Loi sur le pipe-line du Nord* est que tout soit mis en œuvre aux niveaux de la planification, de la construction et de l'exploitation du pipeline au Canada pour en maximiser les retombées économiques régionales et nationales et en minimiser les répercussions fâcheuses sur le milieu social et l'environnement. Une des premières tâches de l'Administration a donc été d'établir des modalités socio-économiques et écologiques détaillées pour les divers segments du pipe-line au pays. Ces modalités ont fait l'objet de longues consultations avec les autres ordres de gouvernement concernés par le projet et avec divers groupes d'intérêts. Elles ont aussi fait l'objet de nombreuses audiences publiques au Yukon et dans le nord de la Colombie-Britannique.

Outre ces modalités socio-économiques et écologiques, l'Administration a également établi un certain nombre de normes techniques que la Foothills est tenue de respecter afin d'assurer la sécurité et l'intégrité du réseau de pipe-lines. Le défi technique que constitue la construction de la partie canadienne du réseau, qui comportera plus de 3 000 km (2 000 mi) de pipe-lines, est d'autant plus imposant qu'une partie importante du tracé dans les régions septentrionales traverse une zone de pergélisol continu et discontinu où le soulèvement du sol dû au gel et son affaissement dû au dégel pourraient causer la rupture de tuyaux si on ne prenait pas des mesures pour remédier à ce problème. Comme je l'ai déjà mentionné, les ordonnances techniques de l'Administration exigent de la Foothills qu'elle se conforme à des critères techniques et qu'elle soumette à l'approbation du fonctionnaire désigné des plans et propositions détaillés à ce sujet, comme pour les modalités écologiques et socio-économiques.

Par la suite, une bonne partie du travail de l'Administration a consisté à superviser l'élaboration par la Foothills de plans garantissant le respect de ces modalités socio-économiques et environnementales et des normes techniques sur toute la longueur du réseau au pays, et à surveiller l'exécution de ces plans en ce qui concerne la construction et l'exploitation ultérieure des embranchements ouest et est du réseau.

Il a généralement été demandé aux compagnies responsables de la construction de chaque segment de fournir des plans détaillés indiquant la façon dont elles comptaient procéder pour se conformer aux modalités socio-économiques et écologiques et aux normes techniques. Ces plans ont ensuite été approuvés par l'Administration (après étude par d'autres organismes

gouvernementaux et groupes d'interêts, dans la plupart des cas), et leur exécution surveillée par son personnel. Pendant la première phase de construction, en Saskatchewan, en Alberta et dans le sud-est de la Colombie-Britannique, les modalites et les plans se sont revelés être des instruments efficaces pour realiser les objectifs de la Loi.

La *Loi sur le pipe-line du Nord* exige que la Foothills soumette a l'approbation du ministre responsable de l'Administration, un Plan d'approvisionnement et un Plan de recrutement. Dans son Plan d'approvisionnement, la compagnie doit preciser les mesures qu'elle entend prendre pour maximiser le recours a des biens et services canadiens pour la realisation du projet et pour stimuler le plus possible l'activite de recherche et de developpement et l'expansion de notre base industrielle. Quant au Plan de recrutement, il doit exposer en details les mesures que la compagnie prevoie prendre pour maximiser l'emploi de travailleurs canadiens pour la planification, la construction et l'exploitation du reseau.

Le Plan d'approvisionnement soumis par la compagnie en conformite des dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord* a plus tard servi de modèle a d'autres ministeres et organismes federaux pour d'autres grands projets industriels. Dans la construction de la premiere partie du reseau de la Foothills, le contenu canadien en termes de valeur ajoutee a ete de 87 p. 100 pour l'embranchement est et de 91 p. 100 pour l'embranchement ouest. La premiere etape du projet a aussi produit un certain nombre d'importantes retombees industrielles, y compris l'etablissement en Alberta d'une des plus grosses installations du monde pour l'execution de tests de resistance des tuyaux, et l'amenagement a Quill Creek au Yukon d'une autre installation pour la mise au point de techniques de conception et de construction de tuyaux permettant de resoudre les problemes d'installation du pipe-line dans les zones de pergelisol discontinu, ainsi que la mise au point d'une nouvelle machine a ensemencer appelee «Hodder Gouger», qui accelere le travail de renouvellement de la vegetation, l'utilisation a grande echelle de soudeuses automatiques, la construction d'installations de fabrication d'appareils a turbine au Canada et l'agrandissement des installations de fabrication de valves et de raccords de grande dimension.

Outre le Plan de recrutement soumis par la Foothills pour maximiser l'emploi de main-d'œuvre canadienne pour les phases de planification, de construction et d'exploitation du gazoduc, d'autres plans ont ete etablis pour donner une formation speciale aux travailleurs competents des regions adjacentes desireux de se faire embaucher pour le projet, et on a egalement etabli des plans d'action positive visant particulièrement à fournir des possibilités d'emploi aux Autochtones et aux femmes. Bien que le Plan de recrutement et les autres plans connexes aient donné des résultats concluants pour la première phase du projet, c'est au moment ou commencera la seconde que l'on devrait constater les veritables effets de ces mesures. Un recensement de la main-d'œuvre qualifiee et non qualifiee a déjà ete fait au Yukon et dans le nord de la Colombie-Britannique, en prevision de la construction de la canalisation principale, ce qui n'avait jamais ete fait auparavant.

La *Loi sur le pipe-line du Nord* exige que les interêts des populations autochtones soient pris en consideration dans la planification et la construction du pipe-line et qu'il soit donne suite de façon juste et equitable a leurs revendications concernant les terres situees sur le tracé du pipe-line. L'Administration a tente avec un certain succes d'etablir des relations etroites avec les groupes et associations autochtones et est parvenue, grâce a de longues consultations et à deux audiences publiques, à obtenir leurs points de vue. Une bonne partie de ce travail a porte sur la seconde phase du projet, mais d'importants resultats ont ete atteints pendant la premiere phase, particulierement en ce qui concerne l'emploi d'Autochtones sur les chantiers de construction. Ceux-ci ont en effet compte pour plus de 6 p. 100 des jours-personnes, pourcentage qui correspond bien a la proportion d'Autochtones dans la population des provinces concernees. La participation des Autochtones devrait être plus forte pendant la construction de la seconde phase du projet dans le nord.

Les revendications territoriales des Autochtones ont ete dûment prises en consideration dans le choix du trace definitif du pipe-line au Yukon et de nombreuses modifications ont ete apportees aux plans pour tenir compte des preoccupations exprimees par ces populations. La determination du trace exact du pipe-line est moins avancee dans le nord de la Colombie-Britannique et en Alberta, mais on y poursuit activement des programmes d'information et de consultation des Autochtones.

Pour lui permettre de s'acquitter efficacement de ses fonctions en tant qu'unique organisme de reglementation federal en ce qui concerne le pipe-line, la *Loi sur le pipe-line du Nord* confere a l'Administration d'importants pouvoirs centralisateurs que viennent encore renforcer d'autres dispositions de la Loi, notamment celles qui prevoient le transfert a l'Administration de pouvoirs que detiennent d'autres ministeres et organismes federaux a l'egard du pipe-line, y compris la delegation d'une partie importante des pouvoirs

de réglementation qu'exerce l'Office national de l'énergie et la nomination d'un vice-président associé de l'Office au poste de fonctionnaire désigné et de directeur adjoint de l'Administration. L'Administration a par ailleurs établi des relations de travail étroites et efficaces avec les quelques autres organismes fédéraux qui conservent la responsabilité de certains aspects particuliers du projet.

Malgré l'ampleur des pouvoirs qui lui sont conférés à l'égard du projet dans les domaines de compétence fédérale, l'Administration s'est toujours efforcée, au niveau fédéral, d'agir en consultation et en collaboration avec les autres ministères et organismes intéressés.

Elle entretient d'ailleurs le même genre de rapports avec les nombreux autres gouvernements, organisations et groupes d'intérêts particuliers concernés par le projet. Il en est résulté de nombreuses rencontres avec les représentants des autorités américaines, des gouvernements provinciaux et territoriaux, des municipalités, des associations autochtones et d'autres groupes d'intérêts particuliers, ainsi qu'avec les fournisseurs, les syndicats, les propriétaires terriens et, bien sûr, les compagnies du groupe Foothills. L'Administration s'est fait un devoir, avant d'approuver les modalités écologiques et socio-économiques et les plans s'y rapportant, d'en communiquer le contenu à toutes les parties intéressées et au grand public pour qu'ils lui fassent part de leurs observations. Des audiences ont aussi été organisées au Yukon et dans le nord et le sud de la Colombie-Britannique pour l'examen public des modalités proposées et d'autres questions.

Des conseils consultatifs régionaux ont été établis dans le nord de la Colombie-Britannique et au Yukon pour permettre au Ministre de bénéficier des conseils de personnes parfaitement au courant des conditions locales. Comme le prévoit la Loi, un Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial a aussi été institué en vue de faciliter la coordination et la coopération entre ces ordres de gouvernement. En outre, la Chambre des communes et le Sénat ont pris l'initiative exceptionnelle d'établir des comités spéciaux chargés de surveiller le déroulement de tout le projet et de superviser les activités de l'Administration du pipe-line du Nord.

Afin de garder le contact avec les collectivités établies le long du trace du pipe-line et de bien informer les personnes et groupements intéressés, l'Administration a mis sur pied tout un programme de communication comprenant, entre autres, la distribution de nombreux exemplaires d'une publication mensuelle intitulée «Pipeline».

Il va de soi que les activités de l'Administration reprendront complètement dès que s'intensifieront de nouveau les préparatifs de la seconde phase de construction du pipe-line. En attendant, cependant, l'occasion m'a paru appropriée, comme je le disais au début, de faire le point sur ce qui a été accompli jusqu'ici grâce à la formule tout à fait unique qu'a adoptée le Parlement il y a cinq ans pour assurer la direction et la surveillance efficaces de cette entreprise gigantesque susceptible d'influer, d'une façon ou d'une autre, sur les intérêts de millions de Canadiens.

Annexe A

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

L'honorable H.A. (Bud) Olson, C.P., sénateur
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1983. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1983 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Le vérificateur général du Canada

Kenneth M. Dye, F.C.A.

Ottawa (Ontario)
le 15 septembre 1983

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

État des dépenses et des rentrées
pour l'exercice terminé le 31 mars 1983

	1983	1982
Dépenses (note 3)		
Traitements et prestations aux employés	$4,789,364	$4,519,297
Locations	733,354	838,042
Transports et communications	542,788	809,405
Services professionnels et spéciaux	351,217	518,743
Fournitures et approvisionnements	114,623	221,474
Mobilier et matériel	48,227	97,744
Information	44,257	73,707
Autres	66,051	58,547
	6,689,881	7,136,959
Rentrées		
Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 4)	6,893,422	7,137,897
Détachement d'employés de l'Administration	609,759	—
Autres recouvrements	8,024	38,306
	7,511,205	7,176,203
Excédent des rentrées sur les dépenses	$ 821,324	$ 39,244

Approuvé par:

Le directeur général,

L'agent financier supérieur,

ADMINSITRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées au 31 mars 1983

1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a ete constituee en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978, chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une maniere conforme aux meilleurs interêts du Canada, ainsi que le decrit la Loi.

2. Conventions comptables

Depenses

Les depenses comprennent le coût des travaux effectues, des biens reçus ou des services rendus avant le 1er avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prevoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des depenses une fois acquittés. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des depenses au cours de l'exercice où s'effectue l'achat. Les depenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux regimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'apres les coûts salariaIs prevus au budget. Toutes les depenses sont financees a l'aide des credits parlementaires ainsi que par les ministeres qui offrent gratuitement des services.

Rentrees

Les rentrees sont comptabilisees selon la methode de la comptabilite de caisse et sont creditees au Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais aupres de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

3. Depenses

Les depenses de l'exercice ont ete reglees de la maniere suivante:

	1983	1982
Credits parlementaires		
Developpement economique		
Credit 5—Depenses du programme	$8,871,000	$8,474,000
Statutaire—Contributions aux regimes d'avantages sociaux des employes	654,000	595,000
	9,525,000	9,069,000
Montant annule en conformite avec l'article 30 de la Loi sur l'administration financiere et la Circulaire 1979-41 du Conseil du Tresor	(2,835,119)	(1,935,509)
	6,689,881	7,133,491
Services offerts gratuitement par les ministeres	—	3,468
	$6,689,881	$7,136,959

4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1983	1982
Frais recouvrables au titre de l'exercice		
Dépenses de l'exercice	$6,689,881	$7,136,959
Rajustement au titre des prestations aux employés	(641,000)	—
Détachement d'employés de l'Administration	(609,759)	—
Autres recouvrements	(8,024)	(38,306)
	5,431,098	7,098,653
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	(455,647)	(1,917,971)
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	1,917,671	1,957,215
	$6,893,422	$7,137,897

La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement depuis 1978 représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait.

5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

Plans de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1983 sont évalués à $105,000 (1982 — $695,000).

Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1er mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés au 26 juillet 1983, y compris les frais de réinstallation, sont évalués à $1,780,000.

6. Réduction des activités

Le 1er mai 1982, le responsable américain du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée de deux ans, c'est-à-dire jusqu'en 1989. Tous les intervenants doivent réduire leurs activités de manière à respecter le nouveau calendrier des activités.

L'Administration a réussi à réduire les frais de personnel en détachant 45 employés auprès d'autres ministères, au cours de la dernière partie de l'exercice, et en ayant recours à des cessations d'emploi. Certains autres frais ont également été réduits au cours de l'exercice et la location de quelques locaux en surplus a été annulée.

En juin 1983, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a annoncé une autre réduction de ses activités et, au cours du prochain exercice, l'Administration réduira davantage ses propres activités pour réaménager ses opérations en fonction de celles de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord

L'Administration a été créée le 13 avril 1978 en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour superviser les travaux de planification et de construction de la partie canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska, qui donnera accès aux importantes réserves arctiques de gaz naturel du Canada et des États-Unis.

La Loi autorise en outre la mise en œuvre de l'accord bilatéral que les deux pays ont conclu le 20 septembre 1977 et qui régit le projet commun de construction d'un gazoduc d'une longueur de 9 000 km (5 500 mi). L'annexe C donne une brève description du réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: d'abord, réglementer l'entreprise et faciliter la bonne marche des travaux de planification et de construction du réseau au Canada dont est chargé le groupe Foothills, et ensuite, maximiser les avantages économiques, énergétiques et industriels du pipe-line pour les Canadiens en réduisant au minimum les répercussions fâcheuses qu'il pourrait avoir sur le milieu social et l'environnement. Aux termes de la Loi, l'Administration doit tenir compte, dans les régions touchées par les travaux, des intérêts locaux et régionaux des habitants, et particulièrement des Autochtones.

En avril 1978, la Chambre des communes prenait une initiative sans précédent en acceptant la création du Comité permanent sur les pipe-lines du Nord pour surveiller l'application de la Loi et les activités de l'Administration. Depuis sa création en juin de la même année, le Comité s'est réuni à plusieurs reprises pour entendre des témoignages, dont ceux des représentants de l'Administration et des sociétés canadiennes et américaines responsables des travaux.

En juin 1978, le Sénat adoptait une motion portant sur la création du Comité spécial sur le pipe-line du Nord, chargé d'enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction du pipe-line devant servir au transport du gaz naturel de l'Alaska et du nord du Canada. Le comité sénatorial a également tenu plusieurs audiences.

L'Administration du pipe-line du Nord a un rôle d'agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fait presque toutes ses communications avec le groupe Foothills, légalement autorisé à réaliser le projet au Canada. La Loi délègue à l'Administration maints pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes concernant la planification, la construction et l'exploitation de la partie canadienne du réseau, exception faite des fonctions dévolues strictement à l'Office national de l'énergie et de celles que les deux organismes exercent conjointement. Il appartient aussi à l'Administration de faciliter la coordination des travaux auxquels participent d'autres ministères et organismes fédéraux, d'autres paliers de gouvernement au Canada ainsi que des ministères et organismes américains.

L'Administration est gérée et dirigée par un ministre désigné à cette fin par le gouverneur en conseil. Le directeur général, nommé par décret, seconde le ministre au siège social de l'Administration situé à Ottawa. Le principal bureau administratif se trouve à Calgary et est administré par un directeur nommé par décret, qui s'occupe aussi de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et Whitehorse (Yukon). Conformément à la Loi, un membre de l'Office national de l'énergie exerce, à titre de fonctionnaire désigné et directeur adjoint de l'Administration, les pouvoirs de l'Office qui lui ont été délégués

le 27 juillet 1978. Suite à une nouvelle délégation de pouvoirs de l'Office, le fonctionnaire désigné est autorisé depuis septembre 1981 à exercer les pouvoirs prévus aux parties I, II et III du Règlement sur les gazoducs à l'égard du gazoduc de la route de l'Alaska. À l'annexe D, page 36, on trouvera la liste des cadres supérieurs de l'Administration en poste à la fin de l'année financière et l'adresse des bureaux de l'Administration.

Description du projet

Le gazoduc de la route de l'Alaska consiste en un réseau de canalisations à grand diamètre qui servira d'abord à acheminer jusqu'aux 48 États du sud le gaz naturel du versant nord de l'Alaska, puis, grâce à la canalisation latérale de Dempster, donnera accès en temps voulu aux réserves de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, dans les Territoires du Nord-Ouest.

En 1980, les autorités canadiennes et américaines ont approuvé la construction préliminaire des embranchements est et ouest, qui forment la partie sud du réseau, afin que les surplus de gaz canadien puissent être exportés vers les marchés américains. Cette première étape des travaux est brièvement exposée plus loin.

La Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., de Calgary (Alberta), est la société promotrice de la partie canadienne du projet. Elle appartient, à parts égales, à la Nova, An Alberta Corporation, de Calgary, connue auparavant sous le nom de Alberta Gas Trunk Line Company Ltd., et à la Westcoast Transmission Company Ltd., de Vancouver (Colombie-Britannique).

Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons construits par cinq filiales:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Une sixième filiale, la Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., construira la canalisation latérale de Dempster si l'Office national de l'énergie approuve le projet.

Du côté américain, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la Northwest Alaskan Pipeline Company pour le compte de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. Au sud du 49e parallèle, la Northern Border Pipeline Company, consortium de sociétés expéditrices américaines et filiale de la TransCanada PipeLines Ltd., a déjà construit la majeure partie de l'embranchement est. Par ailleurs, deux sociétés de la Californie, la Pacific Gas Transmission Company et sa société mère, la Pacific Gas and Electric Company, ont terminé la construction préliminaire de l'embranchement ouest aux États-Unis.

La canalisation principale, qui aura un diamètre variable (1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm), s'étendra sur près de 7 720 km répartis à peu près comme suit: 3 270 au Canada, 1 180 en Alaska et 3 270 au sud du 49e parallèle[1]. Si le projet de la canalisation latérale de Dempster est approuvé, un tronçon de 1 200 km de

[1] Le réseau aura une longueur totale de près de 4 790 mi et un diamètre de 56, 48, 42 ou 36 po. Il s'étendra sur 2 030 mi au Canada, 730 mi en Alaska et 2 030 mi au sud du 49e parallèle. Selon les plans actuels, la canalisation latérale de Dempster couvrira environ 746 mi de terrain et aura 34 po de diamètre.

longueur et de 860 mm de diamètre s'ajoutera au réseau.

Au Canada, la canalisation principale aura les dimensions suivantes[2]:

Yukon	375 km de longueur et 1 219 mm de diamètre
	443 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Colombie-Britannique (nord)	715 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Alberta	634 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
	377 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
	301 km de longueur et 914 mm de diamètre
Saskatchewan	258 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
Colombie-Britannique (sud)	171 km de longueur et 914 mm de diamètre

En Alaska, le gazoduc aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 Etats du sud, l'embranchement est consistera en 1 800 km de tuyaux de 1 067 mm de diamètre. L'embranchement ouest aura 1 470 km de long et le même diamètre[3].

Le réseau est conçu de façon à pouvoir acheminer quotidiennement jusqu'à 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) de gaz de l'Alaska et, si le projet de canalisation latérale de Dempster est approuvé, une quantité supplémentaire de 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Au début, les dépenses d'immobilisations de tout le réseau, exception faite de la canalisation latérale de Dempster et de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe en Alaska, avaient été évaluées à 10,7 milliards de dollars (CA), dont 4,3 milliards destinés aux tronçons canadiens, et 6,4 aux tronçons américains. Ces calculs partent du principe que le réseau tout entier sera achevé et en état de fonctionner en janvier 1983, au plus tard, comme le prévoit l'échéancier de l'Accord canado-américain.

Témoignant en octobre 1981 aux audiences du comité du Congrès chargé d'examiner les dispositions de renonciation proposées, John G. McMillian, président de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., déclarait que la construction du réseau tout entier dans les deux pays exigerait entre 38,7 et 47,6 milliards de dollars (US) comprenant l'usine de traitement du gaz et la somme de 2,4 à 2,7 milliards prévue pour les tronçons préliminaires. L'évaluation des capitaux nécessaires a été calculée sur la base d'un éventail de taux d'inflation et d'intérêt aux États-Unis allant de 7 à 11 pour cent et de 10 a 14 pour cent respectivement et d'une nouvelle date d'entrée en service reportée a la fin de 1986.

Aux même audiences, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a évalué a 17,6 milliards de dollars (sous réserve de révision à la hausse) les capitaux nécessaires au financement de la partie canadienne du réseau, à supposer que les travaux soient terminés à la fin de 1986. En mai 1982, la société a déclaré devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord que la construction des tronçons canadiens coûterait environ 19 milliards de dollars (CA) si les travaux étaient achevés en 1987.

A la fin de l'année financière visée, les promoteurs du gazoduc au Canada et aux États-Unis devaient déposer auprès de leur organisme de réglementation respectif les devis révisés en fonction du report de la date d'achèvement à la fin de 1989.

Le tracé proposé du gazoduc est illustré à la page vi.

---

[2] Yukon: 233 mi de longueur et 48 po de diamètre; 275 mi de longueur et 56 po de diamètre
Colombie-Britannique (nord): 444 mi de longueur et 56 po de diamètre
Alberta: 334 mi de longueur et 56 po de diamètre; 234 mi de longueur et 42 po de diamètre; 187 mi de longueur et 36 po de diamètre
Saskatchewan: 160 mi de longueur et 42 po de diamètre
Colombie-Britannique (sud): 106 mi de longueur et 36 po de diamètre

[3] En Alaska, le gazoduc aura environ 730 mi de longeur et 48 po de diamètre. Dans les 48 Etats du sud, la longueur de l'embranchement est sera d'environ 1 120 mi et son diamètre, de 42 po. L'embranchement ouest aura environ 911 mi de long et le même diamètre.

Première étape: Construction des tronçons sud

Le plan de la première étape prévoit la construction des embranchements est et ouest au Canada et aux États-Unis depuis leur point de jonction avec la canalisation principale, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary (Alberta).

Cette étape consiste en l'installation de tubes de canalisation sur une distance de quelque 2 992 km (1 858 mi), dont 850 km (526 mi) au Canada. Les dépenses d'immobilisations sont évaluées à environ 1,4 milliard de dollars (US) pour les tronçons américains et 928 milliards de dollars (CA) pour les tronçons canadiens. Ce dernier montant inclut les frais occasionnés par l'affectation de fonds au cours des travaux ainsi que d'autres dépenses liées au processus de réglementation. Le réseau sera en mesure d'acheminer quotidiennement 32,11 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz albertain vers les marchés américains; ce débit pourrait atteindre 38,03 millions de mètres cubes (1,35 milliard de pieds cubes) entre 1983 et 1986.

La construction de l'embranchement ouest au Canada, entreprise en août 1980, a nécessité sept doublements de canalisation de 914 mm (36 po) de diamètre sur une distance de 215 km (132 mi). Ces travaux ont été terminés au printemps de 1981.

L'embranchement ouest américain, amorcé en décembre 1980, comporte un doublement du gazoduc de la Pacific Gas Transmission, qui s'étend sur une distance de 258 km (160,5 mi), depuis Kingsgate (C.-B.), situé sur la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). De là, le gaz canadien est acheminé vers le sud de la Californie grâce aux quelque 565 km (361 mi) de raccordements des gazoducs de la Northwest Pipelines et de la El Paso Natural Gas, qui forment le Western Delivery System. Les réseaux de la Pacific Gas Transmission et de la Pacific Gas and Electric seront prolongés de Stanfield à Antioch (Californie), près de San Francisco, pour permettre l'acheminement du gaz alaskain. Le 1er octobre 1981, l'embranchement ouest a servi pour la première fois à livrer du gaz vers les marchés américains.

L'embranchement est, au Canada et aux États-Unis, s'etend sur 1 956 km (1 215 mi) et aura un diamètre de 1 067 mm (42 po). Dans les deux pays, les premiers travaux remontent à mai 1981 et devaient s'échelonner sur deux ans. Le réseau est cependant entré en service le 1er septembre 1982.

Administration du pipe-line du Nord

Cadres supérieurs et adresses des bureaux

Ottawa—Siège social
L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur general

Immeuble Varette
15e étage
130, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1P 5G4

Calgary—Bureau administratif
M. Harold S. Millican, directeur
M. William A. Scotland, directeur adjoint et fonctionnaire désigné
M. A. Barry Yates, directeur adjoint

4e étage Shell Centre
400, 4e Avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 0J4

Vancouver
M. Robert Hornal, directeur pour la Colombie-Britannique

18e étage,
800, rue Burrard
Vancouver (Colombie-Britannique)

Adresse postale

C.P. 10139
Pacific Centre
Vancouver (Colombie-Britannique)
V7Y 1C6

Whitehorse
M. Ken McKinnon, directeur pour le Yukon

Suite 200
4114, 4e Avenue
Whitehorse (Yukon)
Y1A 4N7